

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À
L'UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

COMME EXIGENCE PARTIELLE
DE LA MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE

PAR
HOUASNIA ADEL

STRATÉGIE DE GESTION MULTI ÉNERGIE DANS UN SYSTÈME HYBRIDE
ÉOLIEN – DIESEL-DISPOSITIF DE STOCKAGE

MAI 2007

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire ou de cette thèse a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire ou de sa thèse.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire ou cette thèse. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire ou de cette thèse requiert son autorisation.

Résumé

Au cours des dernières années, les projets d'énergie éolienne dans les communautés éloignées du Canada ont été stimulés par l'augmentation de la fiabilité et la diminution des coûts des systèmes éoliens.

Les systèmes éoliens dans les régions éloignées du Canada sont généralement conjugués à des réseaux isolés alimentés par des groupes électrogènes de manière à constituer des systèmes hybrides de production d'électricité (éolienne/diesel¹) ; en l'absence totale de vent, toute l'énergie est fournie par le groupe électrogène, ce qui enraye par le fait même les risques associés à la nature variable du vent.

Nous présentons dans ce travail une méthode pour la gestion des puissances de référence, dans un système hybride ayant comme source d'énergie renouvelable une éolienne à vitesse variable, et contenant un groupe électrogène diesel, des batteries électrochimiques et un ballast pour l'évacuation de l'énergie excédentaire. La synthèse de la commande est basée sur une alliance entre le principe de la séparation fréquentielle et la réalisation d'un gestionnaire-superviseur réalisé avec l'outil Stateflow, offrant ainsi une

¹ Par abus de langage, on appelle souvent dans la littérature le groupe électrogène un diesel

bonne compensation des fluctuations des puissances et une alimentation stable au niveau de la charge, vis-à-vis de la variation de la puissance fournie par l'éolienne.

Les résultats de simulations montrent que la stratégie proposée permet une bonne gestion des consignes de références des éléments de compensation du système hybride, selon le mode de fonctionnement (déficit ou surplus de puissance) et l'état de chaque élément (Groupe électrogène en marche/arrêt et batteries en charge/décharge) de manière à ne pas solliciter trop fréquemment le groupe électrogène, ni de dissiper inutilement dans le ballast. L'outil Stateflow, choisi comme unité de supervision et de génération de consignes, présente une interface graphique conviviale et permet une bonne interaction avec les modèles utilisés dans les simulations.

Remerciements

Tout d'abord, je désire vivement remercier mon directeur de recherche M. Pierre Sicard, professeur au département de génie électrique et génie informatique de l'Université du Québec à Trois Rivières, pour avoir dirigé ce travail de maîtrise, et qui n'a ménagé aucun effort dans toutes les étapes de notre projet de recherche, sa disponibilité, ses conseils, et ses réflexions.

Je tiens à exprimer ma profonde reconnaissance à mon co-directeur M. Philippe Lautier, directeur de l'ingénierie, section énergie, au sein de la compagnie Envitech Automation Inc., pour sa présence, son expérience professionnelle, ses critiques constructives et son soutien financier.

Les travaux présentés n'auraient probablement pu aboutir sans la collaboration de Marc Lambert et Luc Lavoie de l'équipe d'ingénierie de l'entreprise Envitech Automation Inc.

Mes remerciements vont aussi à l'ensemble de mes camarades.

Mes remerciements à mes parents, mes frères et mes sœurs de leur soutien et leurs encouragements tout au long de mon cursus.

Enfin je tiens à dire combien le soutien quotidien de mon épouse a été important tout au long de mon travail, je lui dois beaucoup. Ce mémoire lui est dédié.

...A mon épouse et à la mémoire de mon petit fils Aymen

Tables des matières

Résumé	ii
Remerciements	iv
Tables des matières	v
Liste des tableaux	ix
Liste des figures	x
Liste des symboles	xiv
Chapitre 1 - Introduction	1
1.1 Systèmes autonomes et non autonomes de production d'énergie	3
1.1.1 Système non autonome	3
1.1.2 Système autonome	4
1.2 Systèmes hybrides de production d'électricité	5
1.2.1 Exemple d'une application nordique : effet de l'ajout d'une éolienne et de batteries à un groupe électrogène diesel	6
1.2.2 Compensation de puissance dans un système éolien/diesel/pile à combustible/ électrolyser.	7
1.2.3 Répartition des puissances dans un système de génération éolienne associée à un stockage inertiel d'énergie	10
1.2.4 Gestion de répartition de puissance par la représentation énergétique macroscopique (REM)	11

1.3	Problématique de recherche	13
1.4	But et objectifs.....	14
1.5	Méthodologie.....	14
1.6	Description du système.....	15
1.7	Composition du mémoire	16
Chapitre 2 - Stratégies de commande du système hybride		18
2.1	Description du système hybride	18
2.1.1	Éolienne	19
2.1.2	Groupe électrogène diesel.....	20
2.1.3	Batteries de stockage.....	20
2.1.4	Ballast	20
2.1.5	Onduleur	21
2.2	Structure autonome / non autonome.....	21
2.3	Gestion des ressources énergétiques	24
2.3.1	Critères de gestion.....	24
2.3.2	Méthode de répartition des puissances basée sur les performances des éléments	25
2.3.3	Méthode de répartition des puissances basée uniquement sur l'état de charge pour un seul élément de stockage.....	26
2.4	Formulation d'une méthode de répartition hybride (capacité et état de charge)	31
2.5	Proposition d'une méthode de répartition hybride (capacité et état de charge)	32

2.6 Conclusion.....	34
Chapitre 3 - Dimensionnement et principes d'optimisation énergétique	35
3.1 Principes pour l'optimisation énergétique.....	37
3.1.1 Principes de répartition des puissances :.....	38
3.2 Conclusion.....	40
Chapitre 4 - Modélisation du système de gestion	41
4.1 Modes principaux d'opération des sources et charges dans le système hybride.....	42
4.2 Stratégie de gestion d'énergie	43
4.2.1 Partie prétraitement.....	44
4.2.2 Partie traitement.....	46
4.3 Gestion de la puissance moyenne du ballast	50
4.4 Application de Stateflow dans la commande et la modélisation.....	56
4.5 Modélisation des sous systèmes de compensation	57
4.6 Implémentation des stratégies de contrôle au moyen de Matlab / Simulink / Stateflow	59
4.7 Conclusion.....	61
Chapitre 5 - Simulation et résultats.....	62
5.1 Scénarios de test	63
5.1.1 Scénario n°1 : vitesse de vent fixe et profil de charge variable	64
5.1.2 Scénario n°2 : profil de puissance fournie par l'éolienne variable et puissance demandée par la charge fixe	66

5.2 Résultats de simulation.....	68
5.2.1 SOC variable et marge constante =5 kW.....	69
5.2.2 SOC variable et marge = 0 kW, 2 kW, et 10 kW.....	79
5.2.3 SOC constant et marge = 5 kW	87
5.3 Conclusion.....	94
Chapitre 6 - Conclusion et perspectives	96
Chapitre 7 - Bibliographie.....	99
Annexe A – Norme d’interconnexion au réseau.....	102
Annexe B –Modèles constituant la chaîne de conversion éolienne	103
B.1 Modèle du point de maximum de puissance	103
B.2 Modèle dynamique de l’éolienne	103
B.3 Modèle de l'onduleur.....	104
B.4 Modèle de la résistance de freinage	105
B.5 Modèle du bus continu	105

Liste des tableaux

Tableau 1.1.	Comparaison des résultats sur l'intégration de l'énergie éolienne dans un site isolé (2003) [3]	7
Tableau 4.1.	Classification des sources et charges.....	42
Tableau 4.2.	Description des variables de sortie du bloc de gestion.....	47
Tableau 4.3.	Description des variables d'entrée du bloc de gestion	48
Tableau 5.1.	Description des variables utilisées par Stateflow	63
Tableau 5.2.	Identification des cas d'étude pour les 2 scénarios de simulation.....	69

Liste des figures

Figure 1-1.	Structure de commande pour la répartition des puissances dans un système éolien/diesel/pile à combustible/électrolyseur [8]	9
Figure 1-2.	Stratégie d'élaboration de la puissance de référence d'un système de stockage [8].....	10
Figure 1-3	Stratégie de réglage de la puissance active [13].....	12
Figure 1-4.	Schéma de connexion de l'éolienne aux éléments : batteries, DG, ballast, et bus continu	13
Figure 2-1.	Schéma électrique du système éolien	19
Figure 2-2.	Structure de commande du système éolien dans un mode autonome	22
Figure 2-3.	Structure de commande du système éolien dans un mode non autonome	23
Figure 2-4.	Répartition fréquentielle des plages de fonctionnement sur les différents éléments du système hybride	26
Figure 2-5.	Rendement global en charge et en décharge d'une batterie électrochimique, en fonction de l'état de charge qui est paramétré en puissance [26]	27
Figure 2-6.	Structure d'un système hybride avec unité de stockage [8].....	28
Figure 2-7.	Calcul de la puissance de référence du système de stockage [8].	29
Figure 2-8.	Modèle de calcul de la puissance de référence du système de stockage adapté à notre système	30
Figure 2-9.	Autre représentation de la stratégie de base de calcul de la puissance de référence des batteries	31
Figure 2-10.	Stratégie de répartition des puissances de référence	32
Figure 2-11.	Principe de base de la répartition des puissances de référence [14]	33

Figure 3-1.	Principe général de gestion multi énergies pour la compensation des fluctuations du vent.....	36
Figure 3-2.	Optimisation de fonctionnement des éléments.....	38
Figure 4-1.	Écoulement de puissance utilisé dans les simulations.....	43
Figure 4-2.	Structure de la stratégie de gestion d'énergie	44
Figure 4-3.	Structure du bloc de gestion des consignes primaires	45
Figure 4-4.	Structure du bloc de supervision	47
Figure 4-5.	Consignes sans limiteur de pente (a) et avec limiteur de pente (b)	48
Figure 4-6.	Organigramme de contrôle des consignes finales dans le bloc Stateflow	49
Figure 4-7.	Bandes hystérésis pour le passage entre les modes surplus et déficit.....	50
Figure 4-8.	Structure du bloc de gestion de niveau de puissance du ballast	52
Figure 4-9.	Réponses du bloc de gestion de niveau de puissance du ballast	54
Figure 4-10.	Structure du bloc de gestion de marge de puissance dans le ballast.....	55
Figure 4-11.	Réponses du bloc de gestion de la réserve de puissance (<i>marge</i>)	56
Figure 4-12.	Modèle du groupe électrogène diesel	58
Figure 4-13.	Modèle de la batterie	58
Figure 4-14.	Modèle du ballast	59
Figure 4-15.	Structure globale de la stratégie de gestion des consignes de puissance.....	60
Figure 5-1.	Profil de vent appliqué (scénario n°1)	65
Figure 5-2.	Puissance électrique produite Peol et consigne de puissance réseau demandée Pres* (scénario n°1)	65
Figure 5-3.	<i>Delta_Pref</i> , puissance de référence des éléments de stockage et de compensation (scénario n°1)	66
Figure 5-4.	Profil de vent appliqué (scénario n°2)	67

Figure 5-5.	Puissance électrique produite P_{eol} et consigne de puissance réseau demandée P_{res*} (scénario n°2).....	67
Figure 5-6.	$\Delta Pref$, puissance de référence des éléments de stockage et de compensation (scénario n°2)	68
Figure 5-7.	Profil de l'état de charge dans une batterie	70
Figure 5-8.	Tension du bus continu (condition a-1 : vent fixe et charge variable avec SOC variable et $marge = 5$ kW).....	70
Figure 5-9.	Évolution de la puissance de chaque élément de compensation ou de stockage (condition a-1 : vent fixe et charge variable avec SOC variable et $marge = 5$ kW)	71
Figure 5-10.	Tension du bus continu (condition a-2 : vent variable et charge fixe avec SOC variable et $marge = 5$ kW).....	73
Figure 5-11.	Évolution de la puissance de chaque élément de compensation ou de stockage (condition a-2 : vent variable et charge fixe avec SOC variable et $marge = 5$ kW)	74
Figure 5-12.	Biais (<i>Offsetballast</i>) généré par le bloc de gestion du ballast	76
Figure 5-13.	Écart entre la puissance demandée et la puissance fournie pour les conditions a1 et a2.....	77
Figure 5-14.	Consigne $P_{ballast0}$ et biais (<i>Offsetballast</i>) du bloc de gestion de ballast.....	79
Figure 5-15.	Tension dans le bus continu (condition b-1 : vent fixe et charge variable avec SOC variable et $marge$ variable)	80
Figure 5-16.	Évolution de la puissance de chaque élément de compensation ou de stockage (condition b-1 : vent fixe et charge variable avec SOC variable et $marge$ variable)	81
Figure 5-17.	Tension dans le bus continu (condition b-2 : vent variable et charge fixe avec SOC variable et $marge$ variable)	82
Figure 5-18.	Évolution de la puissance de chaque élément de compensation ou de stockage, (condition b-2 : vent variable et charge fixe avec SOC variable et $marge$ variable)	83
Figure 5-19.	Écart entre la puissance demandée et la puissance fournie pour les conditions b-1 et b-2	85
Figure 5-20.	Biais (<i>Offsetballast</i>) du bloc de gestion de ballast pour les conditions b-1 et b-2.....	86

Figure 5-21.	Tension dans le bus continu (condition c-1 : vent fixe et charge variable avec <i>SOC low</i> , <i>SOC high</i> et <i>marge</i> = 5 kW)	87
Figure 5-22.	Évolution de la puissance de chaque élément de compensation ou de stockage (condition c-1 : vent fixe et charge variable avec <i>SOC low</i> , <i>SOC high</i> et <i>marge</i> = 5 kW).....	88
Figure 5-23.	Tension dans le bus continu (condition c-2 : vent variable et charge fixe avec <i>SOC low</i> , <i>SOC high</i> et <i>marge</i> = 5 kW)	89
Figure 5-24.	Évolution de la puissance de chaque élément de compensation ou de stockage (condition c-2 : vent variable et charge fixe avec <i>SOC low</i> , <i>SOC high</i> et <i>marge</i> = 5 kW).....	90
Figure 5-25.	Écart entre la puissance demandée et la puissance fournie pour les conditions c-1 et c-2	92
Figure 5-26.	Biais généré par le bloc de gestion du ballast, <i>Offsetballast</i> , pour les conditions c-1 et c-2	93
Figure 6-1.	Analyse spectrale de la répartition de puissances.....	98

Liste des symboles

Abréviations

BF	Basses fréquences
DG	<i>Diesel electric generating set</i> en anglais, ou groupe électrogène diesel en français.
HF	Hautes fréquences
MF	Moyennes fréquences

Variables utilisées dans la recherche bibliographique

φ	Flux énergétique
P_{fc}	Puissance de sortie de la pile à combustible
P_g	Puissance de sortie du groupe électrogène diesel
P_r	Puissance de sortie de l'électrolyseur
P_w	Puissances de sortie de l'éolienne
Δf_c	Variation de fréquence
P_s	Puissance fournie à la charge
P_s^*	Consigne de puissance de la charge (réseau)
ΔP_e	Erreur de puissance fournie à la charge
k	Constante relative à la fréquence du système
T	Constante de temps du système
K_g	Gain de retour pour le groupe électrogène diesel
K_{fc}	Gain de retour pour la pile à combustible

K_r	Gain de retour pour l'électrolyseur
$P_{variable}$	Puissance éolienne variable
P_{vf}	Puissance éolienne filtrée
P_{reg_ref}	Consigne de puissance envoyée vers le réseau
$P_{stockage}$	Consigne de puissance envoyée vers le système de stockage

Variables du système hybride

i_{eol}	Courant issu de l'éolienne
i_{res}	Courant à l'entrée de l'onduleur (coté courant continu)
$i_{ballast}$	Courant absorbé par le ballast
i_{batt}	Courant absorbé ou fourni par la batterie
i_{DC}	Courant absorbé par le bus cc
i_{DG}	Courant fourni par le groupe électrogène diesel
P_{eol}	Puissance produite par l'éolienne
P_{res}	Puissance demandée par la charge (réseau)
P_{res_dc}	Puissance d'entrée de l'onduleur qui débite sur le réseau

Constantes de temps et temps de stabilisation

$\tau_{ballast}$	Constante de temps du ballast
τ_{batt}	Constante de temps des batteries
τ_{DG}	Constante de temps du DG
$T_{ballast}$	Temps nécessaire au ballast pour atteindre le régime permanent
T_{batt}	Temps nécessaire aux batteries pour atteindre le régime permanent
T_{DG}	Temps nécessaire au DG pour atteindre le régime permanent

Variables utilisées dans le développement de la stratégie de gestion

SOC_{min}	État de charge minimum de la batterie
SOC_{max}	État de charge maximum de la batterie
$P_{eol_moy_filtre}$	Valeur moyenne de la puissance éolienne sur une période
P_{batt_ref}	Puissance de référence du système de stockage (cas des batteries)
$P_{sto_ondulatoire}$	Puissance de référence du système de stockage qui contient des ondulations
$P_{res_dc_ref}$	Puissance demandée du côté réseau (charge)
P_{sto_ref}	Puissance de référence du système de stockage (cas général)

Consignes utilisées dans de la stratégie de gestion

ΔP_{ref}	Différence entre la puissance produite par l'éolienne et la puissance consommée par le réseau
EDC	État de charge des batteries, appelé en anglais SOC (<i>state of charge</i>)
eps	Valeur du seuil de l'hystérésis, pour éviter le changement d'état fréquent entre les modes déficit et surplus
$Fskew_DG$	Limite du taux de diminution du signal d'entrée utilisé par le bloc limiteur de taux
$Rskew_DG$	Limite du taux d'augmentation du signal d'entrée par le bloc limiteur de taux
$i_{ballast_reel}$	Courant réel entrant dans le ballast
i_{batt_reel}	Courant réel sortant des batteries
i_{DG_reel}	Courant réel sortant du DG
kp	Gain proportionnel du régulateur PI
$marge$	marge de puissance demandée pour le ballast
Min	Niveau bas de l'état de charge
$MinE$	Niveau moyen de l'état de charge

Max	Niveau haut de l'état de charge
$P_{ballast}$	Consigne de puissance brute ou initiale du ballast
$P_{ballast0}$	Consigne de puissance à l'entrée du bloc de gestion du ballast
$P_{ballast_cons}$	Consigne de puissance finale du ballast
P_{batt}	Consigne de puissance brute ou initiale de la batterie
P_{batt_cons}	Consigne de puissance finale de la batterie
P_{DG}	Consigne de puissance brute ou initiale du DG
P_{DG_cons}	Consigne de puissance finale du DG
$P_{DG_cons_var}$	Consigne finale du DG avant le bloc limiteur de taux
PDG_{min}	Puissance de fonctionnement minimale du groupe électrogène diesel
Pdf_{min}	Déficit de puissance minimal
Pdf_{max}	Déficit de puissance maximal
Psp_{min}	Surplus de puissance minimal
Psp_{max}	Surplus de puissance maximal
$reset$	Signal de mise à jour de la période T_{reset}
$Surplus_Avec_diesel_OFF$	Variable utilisé par Stateflow, et qui donne 1 si l'état est actif, et 0 s'il ne l'est pas
$TauxDecrois$	Taux de décroissance utilisé dans le bloc de gestion du ballast
T_{fct}	Temps pendant lequel le DG doit rester actif
T_i	Constante de temps intégrale du régulateur PI
T_{reset}	Période de recherche de maximum de puissance pour la marge de puissance du ballast
V_{DC}	Tension dans le bus continu, appelée aussi V_{bus}
V_{DC}^*	Tension de référence du bus continu, appelée aussi V_{bus}^*

Chapitre 1 - Introduction

Le développement des énergies renouvelables est en pleine expansion. On peut notamment citer la production d'énergie par systèmes éoliens et par systèmes photovoltaïques. Cependant, dans ce type de systèmes à énergie renouvelable, la source primaire de production d'énergie induit de grandes variations de puissance en raison des fluctuations de vent et d'ensoleillement. Dans le cas de l'énergie éolienne, le vent est une grandeur stochastique, de nature très fluctuante. Les variations de la puissance résultant des fluctuations du vent, constituent la perturbation principale de la chaîne de conversion éolienne.

Le taux de pénétration des générateurs éoliens dans les réseaux électriques représente le ratio de la production éolienne et de la demande du réseau fiable¹. Plus le taux de pénétration est élevé, plus grand est l'impact potentiel des générateurs éoliens sur la stabilité du réseau électrique auquel ils sont connectés [1]. Les volumes et périodes de production éolienne ne correspondant pas aux volumes et périodes de consommation électrique. Pour disposer d'électricité au moment que l'on désire, on a recours à un système qui combine l'éolienne et une source d'énergie avec une production garantie. Les systèmes éoliens peuvent ainsi être équipés d'un dispositif de stockage d'énergie (volant d'inertie,

¹http://www.akenergyauthority.org/PDF%20files/Wind-Diesel_Options_Alaska_Steve_Drouilhet_NREL.pdf

batterie, etc.), qui fournit, pour un temps limité, de l'électricité de remplacement quand le vent n'est pas propice, et d'une source de production au diesel (groupe électrogène) pour la génération d'électricité à long terme. De nos jours, dans les réseaux concernés par la présente, le groupe électrogène diesel est la source principale de production d'électricité. Dans l'application en groupe électrogène, la capacité de bon fonctionnement en puissance variable est essentielle pour garder la stabilité du réseau lorsque varient les besoins des clients qui y sont raccordés. Avec l'utilisation de l'électronique de puissance, des systèmes de stockage et des systèmes de génération intermédiaires, de nouvelles méthodes de gestion multi sources et algorithmes de contrôle sont apparus pour optimiser cette génération d'énergie [2].

Dans le cas d'un usage en site isolé, pour des applications nordiques par exemple [3], dont l'alimentation est généralement assurée par des groupes électrogènes diesels seulement, le carburant est généralement plus cher car il faut prévoir des coûts de transport additionnels vers ces endroits isolés, parfois difficilement accessibles. C'est pourquoi l'utilisation des groupes électrogènes diesels combinés à une source d'énergie renouvelable et un système de stockage, formant ainsi un système hybride, est appelée à jouer un rôle essentiel, et permet de réduire la consommation du carburant par les groupes électrogènes diesels et éventuellement réduire les coûts d'opération. Les variations de la puissance produite par l'éolienne peuvent être absorbées par le groupe électrogène, ou par les systèmes de stockage [2].

Ce travail met en évidence la nécessité d'élaborer des stratégies de gestion de l'énergie dans les différents éléments de la chaîne de conversion éolienne et leurs apports dans l'amélioration de la qualité d'onde à transmettre à la charge (réseau).

Le type d'unité de production qui fait l'objet de ce travail concerne les sources à énergie renouvelable, et plus particulièrement, l'énergie éolienne. L'accent est mis sur l'intégration des méthodes de gestion des consignes qui rendent le système très performant.

Dans ce chapitre, nous présenterons une définition des systèmes autonomes et non autonomes, et des systèmes hybrides, puis suivra une revue bibliographique des travaux effectués sur les systèmes hybrides et leur gestion.

1.1 Systèmes autonomes et non autonomes de production d'énergie

On peut distinguer deux familles de systèmes de génération d'énergie. Les systèmes non autonomes (qui ont besoin d'être raccordés à un réseau pour être opérationnels), ou autonomes (qui n'ont pas besoin d'être raccordés à un réseau pour être opérationnels).

1.1.1 Système non autonome

L'interface entre le système de production éolien et le réseau peut être constituée par le générateur électrique (de type asynchrone ou synchrone) directement raccordé au réseau, ou par un convertisseur électronique de puissance (onduleur). Dans ce dernier cas, les générateurs électriques débitent sur un redresseur à diodes ou un convertisseur commandé, l'onduleur convertit ensuite ce courant continu en courant alternatif de fréquence synchrone à la fréquence du réseau. Dans cette configuration le lien ca/cc/ca découple la fréquence de la génératrice de celle du réseau et permet d'opérer l'éolienne à vitesse variable, ce qui permet d'accroître le rendement du système éolien. La chaîne de conversion éolienne devient une source de puissance, puisque la tension est imposée par le réseau.

Une installation raccordée au réseau doit toutefois répondre à certaines conditions techniques générales, de compatibilité et de sécurité [4]. La norme IEEE 1547, résumée en annexe A, encadre tous les aspects liés à l'interconnexion entre les sources et le réseau.

1.1.2 Système autonome

Pour les réseaux de petites puissances en site isolé, le groupe électrogène est l'unique source d'énergie utilisée. Une solution couramment employée consiste à associer les groupes électrogènes, souvent diesel à des sources d'énergie supplémentaire, aérogénérateur par exemple. Pour éviter les démarrages trop fréquents du groupe électrogène, ou pour assurer les transitions, des batteries électrochimiques, voire des accumulateurs inertiels, peuvent également être associées via un convertisseur électronique [5]. Les éléments constituant le système sont de plus en plus reliés entre eux par l'intermédiaire d'un bus continu, en particulier dans le cas des systèmes à vitesse variable. Le système à bus continu peut-être utilisé directement ou par l'intermédiaire d'un convertisseur cc-cc pour le chargement des batteries, mais ne convient pas aux charges qui nécessitent du courant alternatif. Dans ce cas, on a besoin d'un onduleur pour convertir le courant continu en courant alternatif. Les onduleurs deviennent plus courants dans les installations sans branchement direct de la génératrice de l'éolienne au réseau. Ils permettent de concevoir de nouvelles stratégies de commande et de supervision et peuvent fournir une tension alternative compatible avec les normes de connexion au réseau (amplitude, fréquence et contenu harmonique) [4].

1.2 Systèmes hybrides de production d'électricité

Un système hybride de production d'énergie dans sa vue la plus générale, est celui qui combine et exploite plusieurs sources disponibles interconnectées entre elles pour fournir l'alimentation électrique. Il existe plusieurs combinaisons de systèmes hybrides, à savoir : éolien-diesel, photovoltaïque-diesel, éolien-photovoltaïque-diesel, etc. Ces mêmes sources d'énergie peuvent être combinées avec d'autres sources de stockage d'énergie, tel que des batteries électrochimiques, le stockage utilisant l'hydrogène, des volants d'inertie, etc.

La combinaison de l'énergie renouvelable avec des éléments de stockage et des groupes électrogènes, permet d'optimiser les systèmes de production d'électricité, aussi bien du point de vue technique qu'économique, de manière à profiter pleinement de l'énergie éolienne et réduire au minimum la consommation du carburant [2]. Les groupes électrogènes et les éléments de stockage d'énergie ont pour rôle, la compensation des fluctuations de puissance produite par l'éolienne, à court et à long terme.

Le système qui nous intéresse regroupe une source de production d'énergie électrique renouvelable (éolienne), un groupe électrogène et des batteries d'accumulation ainsi qu'un ballast pour l'évacuation de l'énergie excédentaire et pour l'amélioration de la qualité de la puissance débitée vers le réseau (réduction des transitoires par exemple).

Les paragraphes qui suivent proposent quelques travaux de recherche, non exhaustifs, concernant les systèmes multi sources avec ou sans éléments de stockage, et la répartition de puissance entre ces éléments.

1.2.1 Exemple d'une application nordique : effet de l'ajout d'une éolienne et de batteries à un groupe électrogène diesel

Dans les régions éloignées (nordiques par exemple), des systèmes éoliens peuvent être couplés à des groupes électrogènes, de manière à constituer des systèmes hybrides de production de l'électricité (éolienne/diesel) [3]. Les travaux s'intéressent aux installations avec l'ajout de sources d'énergie renouvelable, dans le but de réduire les coûts d'opération et d'améliorer le rendement.

Le tableau 1-1 illustre une comparaison des systèmes de production d'énergie utilisés dans un site isolé.² Les systèmes utilisés sont constitués : d'un groupe électrogène seul, d'un système éolien/diesel ou d'un système éolien/diesel/batteries. Les résultats des travaux ont montré de meilleures performances fonctionnelles et économiques avec un système éolien/diesel/batteries. Dans cette configuration, les batteries ont la priorité par rapport au groupe électrogène pour satisfaire la demande. Quand les batteries sont déchargées, c'est le groupe électrogène qui prend la relève pour satisfaire la demande, et charger les batteries en même temps. De cette façon, le groupe électrogène peut être opéré à un niveau de charge qui résulte en une efficacité plus élevée que dans un système sans batteries [3] : les pertes

² Notons que certaines données et conditions de test ne sont pas bien définies dans la référence [3] : l'endroit où le rendement est calculé n'est pas défini ; il n'est pas précisé si l'état de charge des batteries est le même au début et à la fin du test, ou encore si la puissance transmise vers les batteries est considérée dans l'expression de la puissance consommée. De plus, la durée du test n'est que de 25 heures, ce qui est très court pour tirer des conclusions.

dans les batteries sont compensées le gain dû à l'opération du groupe électrogène à un niveau de charge qui permet d'obtenir un meilleur rendement du moteur diesel.

Tableau 1.1. Comparaison des résultats sur l'intégration de l'énergie éolienne dans un site isolé (2003) [3]

Paramètre	Type de système		
	Groupe électrogène seul	Éolienne – groupe électrogène	Éolienne - groupe électrogène - batteries
Rendement électrique du groupe électrogène (%)	86.45	83.5	89.0
kW-hrs/gallon ³ de carburant	12.09	11.48	12.56
Consommation totale de carburant (gallons ²)	108.9	45.3	40.46

1.2.2 Compensation de puissance dans un système éolien/diesel/pile à combustible/électrolyser.

Plusieurs travaux sont menés sur la commande et la gestion des systèmes multi sources (éolien, photovoltaïque, groupes électrogènes...) associés ou non à des dispositifs de stockage [6-7]. Ces travaux utilisent des lois de commande soit à base de correcteurs classiques (PI) ou de correcteurs employant la logique floue et les réseaux de neurones.

Dans [7], le système hybride est constitué d'une source éolienne, d'un groupe électrogène diesel, d'une pile à combustible et d'un électrolyseur, (figure 1-1). Les puissances de sortie de chacun de ces éléments sont respectivement, P_w , P_g , P_{fc} et P_r .

³ Gallon américain

Dans cette application l'électrolyseur est utilisé pour absorber les fluctuations rapides de puissance. Les éléments du système sont modélisés par des fonctions de transfert de premier ordre. La loi de commande utilisée est basée sur un contrôle de la puissance fournie à la charge ΔP_e et un contrôle des variations de fréquence Δf dans le système, comme suit :

$$\Delta P_e = P_s^* - P_s \quad (1-1)$$

$$\Delta f = \frac{\Delta P_e}{k(1 + Ts)} \quad (1-2)$$

Où :

Δf : variation de fréquence ;

P_s : puissance fournie à la charge ;

P_s^* : consigne de puissance demandée ;

ΔP_e : erreur de puissance fournie à la charge ;

k : constante relative à la fréquence du système ;

T : constante de temps du système.

L'objectif du travail effectué, était de trouver une configuration optimale pour absorber les fluctuations de puissance dans la chaîne de conversion électrique, par l'intégration de l'un des dispositifs suivants : batteries, résistance pour dissipation d'énergie (*ballast* ou électrolyseur). En contrôlant l'erreur sur la puissance demandée ΔP_e , et la différence de fréquence Δf , on contrôle la puissance électrique fournie à la charge.

Les résultats obtenus ont montré que l'intégration de l'électrolyseur donne de meilleurs résultats fonctionnels et économiques.

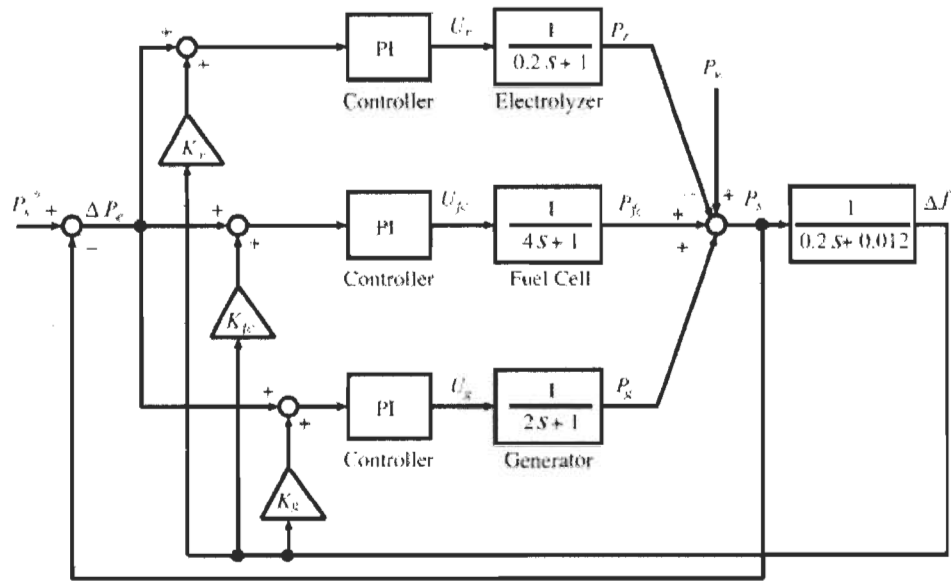


Figure 1-1. Structure de commande pour la répartition des puissances dans un système éolien/diesel/pile à combustible/électrolyseur [8]

L'entrée de chaque contrôleur est calculée en fonction de la somme de l'erreur sur la puissance demandée en sortie ΔP_e , la différence de fréquence Δf qui représente les fluctuations en fréquence dans le système, et aussi des gains de retour : K_g pour le groupe électrogène diesel, K_{fc} pour la pile à combustible et K_e pour l'électrolyseur. Les valeurs de ces gains ont été choisies par méthode d'essai – erreur. Les trois contrôleurs avec les sources se concurrencent pour ramener ΔP_e à zéro. Chaque élément contribuera en fonction de sa rapidité. Ce qui demande une bonne coordination de l'ensemble si on veut une réponse globale acceptable. Les façons de retour représentent une responsabilité relative à Δf accordée à chaque source ou à l'effort demandé à chacune pour compenser Δf .

1.2.3 Répartition des puissances dans un système de génération éolienne associée à un stockage inertiel d'énergie

Les travaux menés dans [8] ont porté sur la possibilité d'exploiter le flux énergétique " φ ", qui se trouve dans un volant d'inertie, pour la gestion de puissance entre la source de production éolienne et la charge, afin de déterminer la puissance de référence du système de stockage. Le principe est basé sur le lissage d'une puissance variable, qui peut être la puissance fournie par l'éolienne. La puissance d'une source ou d'une charge variable est lissée par un système qui emmagasine ou restitue de l'énergie afin que l'ensemble se comporte comme une source ou une charge de puissance constante ou lentement variable du point de vue du réseau électrique. Pour lisser la puissance variable, un filtre passe bas est utilisé comme montré à la figure 1-2. La puissance de la source ou charge variable est calculée en fonction des courants mesurés.

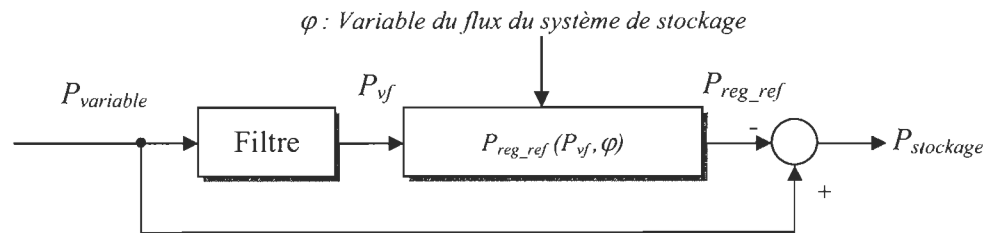


Figure 1-2. Stratégie d'élaboration de la puissance de référence d'un système de stockage [8]

Dans cette structure, la quantité d'énergie stockée est limitée non pas par la capacité de stockage mais par la plage de variation du flux énergétique (plage de variation de vitesse du volant d'inertie), qui caractérise la variation de la charge fournie ou absorbée par l'unité de stockage. Pour éviter la saturation, cette plage de variation est limitée par :

φ_{min} : limite basse du système de stockage ;

φ_{max} : limite haute du système de stockage.

L'algorithme de commande permet d'agir sur la puissance de réglage tout en assurant la fonction de lissage de puissance variable de sorte que l'on stocke davantage d'énergie lorsque la variable flux rapproche de la limite basse φ_{min} et l'on restitue davantage d'énergie lorsque la variable de flux se rapproche de la limite haute φ_{max} . Le problème est traité à l'aide de la logique floue [9-10]. La puissance éolienne variable, la puissance échangée avec l'unité de stockage $P_{stockage}$ et la puissance transmise à la charge sont approximées par les relations suivantes :

$$P_{reg_ref} = \frac{2}{3} P_{vf} + \frac{1}{3(\varphi_{max} - \varphi_{min})} (\varphi - \varphi_{min}) \quad (1-3)$$

$$P_{stockage} = P_{variable} - P_{reg_ref} \quad (1-4)$$

Les résultats de simulation ont montré que la puissance de charge est bien lissée et équilibrée. Les simulations ont été réalisées en considérant une parfaite régulation des courants de référence.

1.2.4 Gestion de répartition de puissance par la représentation énergétique macroscopique (REM)

On notera aussi les recherches menées par le groupe (L2EP⁴) sur la modélisation et la

⁴ L2ep : Laboratoire d'Électrotechnique et d'Électronique de Puissance de Lille

commande des systèmes éoliens avec ou sans éléments de stockage. Le groupe étudie les systèmes multi machines et multi convertisseurs et exploite la Représentation Énergétique Macroscopique (REM) [11] comme outil de modélisation, et la structure maximale de commande (SMC) [11] comme outil de commande. Dans certaines applications, les références physiques nécessaires pour la REM sont définies par un bloc de stratégie ou de gestion, qui représente la gestion globale du système. Pour un système de production éolienne, le bloc de stratégie représente une partie prépondérante dans la coordination des sous-systèmes producteurs. Prenons l'exemple d'un système éolien, dont la structure de commande est présentée sur la figure 1-3. Le bloc de stratégie GP (stratégie de réglage de la puissance active) fait le lien entre les variables du processus et la puissance active souhaitée. Il permet d'extraire le maximum de puissance active sans aggraver la production de puissance réactive [12-13].

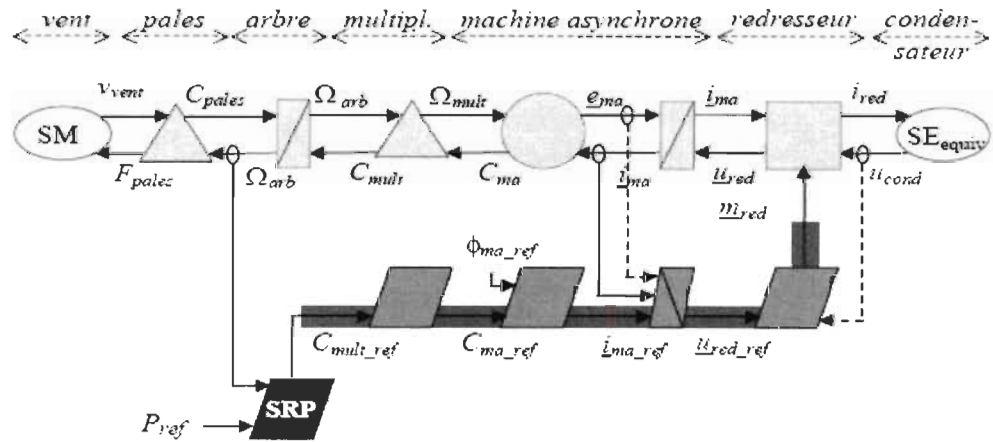


Figure 1-3 Stratégie de réglage de la puissance active [13]

1.3 Problématique de recherche

Notre étude porte sur la problématique de gestion multi sources avec charges auxiliaires dans un système hybride de production d'énergie, éolien/diesel, associé à un système de stockage (figure 1-4) [14].

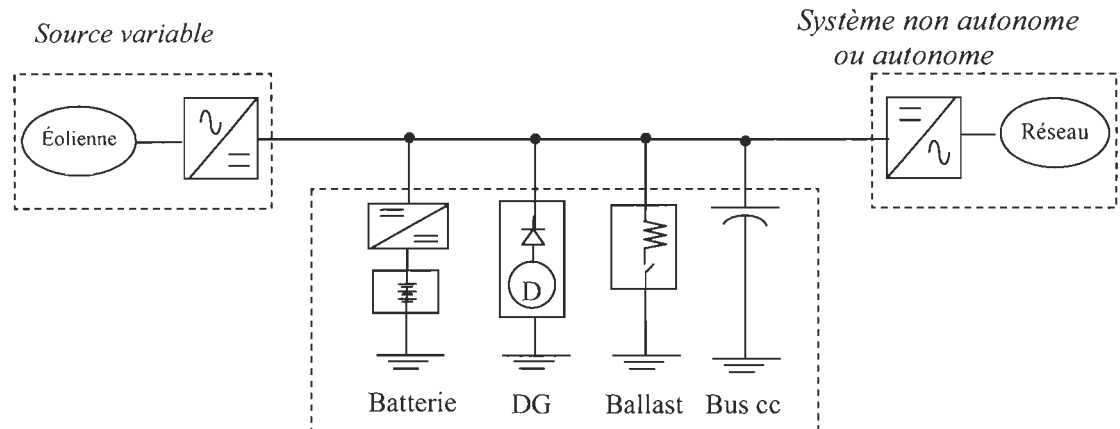


Figure 1-4. Schéma de connexion de l'éolienne aux éléments : batteries, DG, ballast, et bus continu

La connexion de ces éléments à la génératrice éolienne est réalisée au niveau d'un bus de tension continue. Ce bus continu présente l'avantage d'interconnecter plus aisément les différents éléments du système hybride [15]. Cette solution étant celle adoptée dans le cadre de ce travail. À partir du bus continu, on réalise la connexion au réseau grâce à un convertisseur de puissance continu/alternatif ou onduleur. Un onduleur adapte ensuite la forme d'onde avant de transformer l'énergie en courant alternatif vers le réseau (charge).

Le but est donc de trouver une stratégie de gestion des échanges de puissances entre les différents éléments du système hybride.

Cette stratégie devrait optimiser le rendement global du système, utiliser adéquatement chaque source et charge, et s'adapter au changement de configuration. La commande du

système devrait être distribuée, afin que des éléments puissent en être retirés sans devoir modifier la stratégie de commande.

Il est nécessaire d'étudier le fonctionnement des systèmes d'alimentation hybrides dans les climats nordiques extrêmes afin d'optimiser le rendement de ces systèmes une fois en fonction dans ces environnements.

1.4 But et objectifs

Cette étude a pour but d'établir une ou plusieurs stratégies de contrôle pour un système de production hybride, éolienne/diesel, comprenant un dispositif de stockage d'énergie, et fonctionnant en mode autonome ou raccordé au réseau. L'objectif est de proposer une solution facilitant l'intégration d'une éolienne à vitesse variable.

Les objectifs du travail se résument dans les points suivants :

1. Établir une ou plusieurs approches de commande et de gestion du système éolien/diesel, et définir comment gérer les différents niveaux hiérarchiques ;
2. Définir un bloc de stratégie de gestion multi sources avec charges auxiliaires, piloté par un superviseur basé sur une machine à état (Stateflow), qui représente une partie prépondérante dans la génération de décisions sur les consignes de références dans le système ;
3. Prévoir, dans la conception du superviseur, que la configuration du système éolien n'est pas fixe, des éléments peuvent être présents ou non, actifs ou inactifs.

1.5 Méthodologie

Les démarches à suivre pour la réalisation de ce travail sont :

1. Étudier les structures existantes ;
2. Analyser des modes de répartition de puissance et les adapter à notre structure ;
3. Établir une méthodologie de dimensionnement ou de réglage du système selon la hiérarchie des constantes de temps ;
4. Simuler les lois de commande par Matlab/Simulink/Stateflow. Stateflow sera utilisé pour définir le bloc de supervision et de gestion des décisions.

1.6 Description du système

Dans le cadre de cette étude, nous avons plus particulièrement étudié une chaîne de conversion éolienne, représentant un prototype qui est actuellement en service à Rouyn Noranda, et composée des modules suivants [14-16].

- Éolienne(s) 200 kW : axe vertical, couplée à un générateur synchrone à aimant permanent et à un redresseur dont la fonction essentielle est de régler l'extraction de puissance de l'éolienne (il réalise cette fonction en agissant comme un système d'entraînement) ;
- Batteries : stockage d'énergie excédentaire, lissage des fluctuations de la puissance produite ;
- Groupe électrogène entraîné par un moteur diesel (abrégé dans la suite du document par groupe électrogène diesel, DG) : utilisé en vitesse variable avec un algorithme de poursuite de puissance maximum ;
- Ballast : permet de dévier l'énergie excédentaire vers un réseau secondaire et contribue à améliorer la qualité de l'alimentation électrique ;

- Onduleur : assure l'interconnexion au réseau ; fonctionne en mode autonome ou non autonome.

Ces éléments sont interconnectés entre eux via un bus continu. Les différents éléments du système seront individuellement présentés dans les prochains chapitres. Pour les besoins du développement de la stratégie de gestion, les modèles détaillés de ces éléments ne sont pas requis ; seuls des modèles de comportement (moyennés) seront utilisés. Ainsi, leur description détaillée n'est pas présentée dans ce mémoire.

1.7 Composition du mémoire

Dans le chapitre 2, nous exposons les techniques adoptées pour résoudre la problématique de recherche. On introduit la stratégie de commande adoptée pour le réglage de notre système. On présente en particulier les stratégies de gestion multi énergie entre : éolienne, DG, batteries, ballast et bus continu. La commande de ces éléments doit être distribuée pour permettre un éventuel retrait d'éléments, sans nuire au fonctionnement global du système. On définit aussi les différentes consignes désirées dans notre système.

Le chapitre 3, porte sur l'optimisation d'écoulement de puissance dans la chaîne de conversion éolienne, et les critères à respecter pour définir les consignes de référence.

La modélisation énergétique du système de gestion est établie dans le chapitre 4. Dans cette partie, on définit les différents éléments constituant le système hybride, qui sont : l'éolienne, le bus continu, le groupe électrogène, le ballast, et les batteries de stockage. Ces éléments sont interconnectés en mode autonome ou raccordés au réseau. On présente aussi le bloc de stratégie de gestion de puissance, qui représente l'élément clé dans notre travail.

Enfin, le dernier chapitre permet l'exploitation des résultats des chapitres précédents pour l'étude du système complet dans diverses configurations types. Le dimensionnement de ces configurations, ainsi que les possibilités de gestion d'énergie et leur apport, sont exposés et analysés.

En conclusion générale, nous présentons une synthèse des travaux effectués ainsi que les principaux résultats obtenus, puis les perspectives.

Chapitre 2 - Stratégies de commande du système hybride

L'objectif de ce chapitre est de présenter l'approche fondamentale adoptée pour la réalisation de ce travail, ainsi que les différentes phases qui ont été suivies afin de définir cette approche.

Dans ce chapitre, on présente d'une part la structure de commande globale du système hybride, dans les deux modes de connexion, soit autonome et non autonome. D'autre part, des méthodes proposées pour la gestion de la répartition des puissances entre les sources et les charges dans un système hybride, et les critères nécessaires qu'il faut respecter lors de la gestion des échanges énergétiques dans le système hybride sont exposés.

2.1 Description du système hybride

Dans une installation, soit isolée, soit raccordée au réseau, on utilise un bus continu intermédiaire avant de transformer l'énergie en courant alternatif (figure 2-1). Ce bus continu présente l'avantage d'interconnecter plus aisément divers systèmes : éolienne à vitesse variable, des charges, des sources et des éléments de compensation, comme le ballast, le groupe électrogène (DG) et des batteries électrochimiques qui peuvent se trouver directement en tampon sur un tel bus. L'interconnexion au réseau se fait par l'intermédiaire d'un onduleur unidirectionnel.

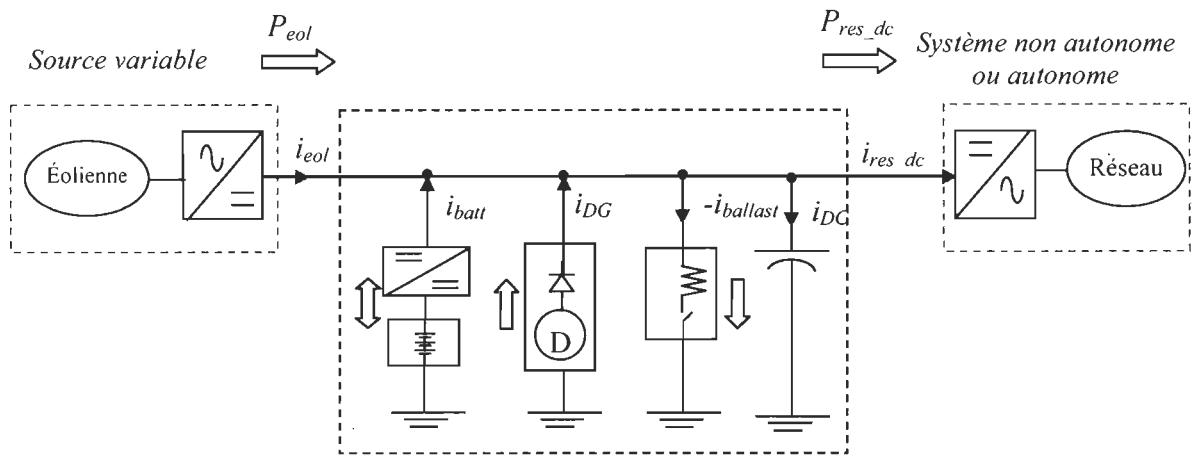


Figure 2-1. Schéma électrique du système éolien

P_{eol} est la puissance fournie par l'éolienne, ΔP_{ref} est la puissance totale, qui résulte de la différence entre la puissance disponible et la puissance demandée du côté réseau (charge), répartie entre les éléments d'appoint, ballast, batteries, DG et bus continu, suivant les courants de charge et de décharge, $i_{ballast}$, i_{DG} , i_{batt} , et i_{DC} , respectivement. P_{res_dc} est la puissance à l'entrée de l'onduleur. Les différentes parties du système seront détaillées dans les paragraphes qui suivent.

2.1.1 Éolienne

Les éoliennes à axe vertical : ce type d'éolienne a fait l'objet de nombreuses recherches. Il présente l'avantage de ne pas nécessiter de système d'orientation des pales ni de nacelle, le rendant mécaniquement très simple. Dans ce travail, on a considéré une éolienne de moyenne puissance de 200 kW à axe vertical, à vitesse variable et à attaque directe, y compris un contrôle actif de la puissance produite par la génératrice avec recherche de maximum et contraintes. Elle constitue la principale source d'énergie dans notre système.

2.1.2 Groupe électrogène diesel

Le groupe électrogène est connecté au bus continu par l'intermédiaire d'un redresseur commandé (en fait, un système d'entraînement à vitesse variable) et fonctionne en vitesse variable à son point d'opération optimum (efficacité maximum). Ceci permet une économie du carburant, selon le profil de puissance demandée, qui peut atteindre les 40% [14].

Dans tous les cas où on a besoin du DG, il doit assurer un minimum de puissance délivrée PDG_{min} [17-21] afin de maintenir son rendement à un niveau raisonnable. Dans certaines études, la puissance minimale PDG_{min} est évaluée à de 30% à 40% de la puissance à plein charge [18-21].

Par exemple, dans le cas où le DG est en fonctionnement, que les batteries ne sont pas totalement chargées, et que survient une baisse de courte durée de la puissance demandée, le DG alimente les batteries comme charge minimale. Le but est de faire fonctionner le moteur diesel à un niveau de charge qui lui permet de maintenir un rendement élevé de carburant par rapport à son fonctionnement à vide et ainsi d'éviter l'usure et l'encrassement excessifs du groupe électrogène diesel [18-19-20].

2.1.3 Batteries de stockage

Ce sont des batteries d'accumulateurs électrochimiques, utilisées pour le stockage d'énergie et la compensation des fluctuations de la puissance produite sur le réseau à court terme. Les batteries agissent de manière bidirectionnelle, via un convertisseur cc/cc.

2.1.4 Ballast

Le ballast (charge auxiliaire), appelé souvent *dump load* en anglais, est un ensemble de résistances utilisé généralement comme équipement de chauffage électrique, pour chauffer

l'air ou de l'eau [2-14]. Dans notre application, on utilise le ballast pour évacuer l'énergie excédentaire [18-19] sous forme de chaleur, pour chauffer la pièce, et pour absorber les composantes hautes fréquences qui se trouvent dans la puissance fournie par l'éolienne. Il permet aussi d'assurer la réactivité du système face aux variations de la charge en source autonome (si les batteries ne sont pas présentes, ou à très faible état de charge).

2.1.5 Onduleur

A partir du bus continu, on réalise la connexion au réseau (charge), grâce à un convertisseur continu/alternatif ou onduleur. L'onduleur assure la qualité de la puissance transmise et le respect des normes d'interconnexion. Le terme "qualité de puissance" se réfère à la stabilité de la tension, à la stabilité de la fréquence du réseau et à l'absence dans le réseau électrique de différentes formes de distorsions harmoniques. Les contraintes fixées pour les producteurs indépendants sont assez sévères : le niveau de tension délivrée doit rester dans un intervalle précis, sa fréquence doit, en toutes circonstances, rester très proche de 60 Hz, et elle doit comporter le moins d'harmoniques possible.

2.2 Structure autonome / non autonome

Le système hybride, sujet de notre travail, peut être connecté en mode autonome ou non autonome. Les figures 2-2 et 2-3, montrent l'architecture du système de commande dans les deux modes [16]. La différence principale entre les deux modes réside dans le fait qu'en mode autonome, l'onduleur ne peut pas contrôler la tension du bus cc, ce qui est alors assuré par les autres éléments du système.

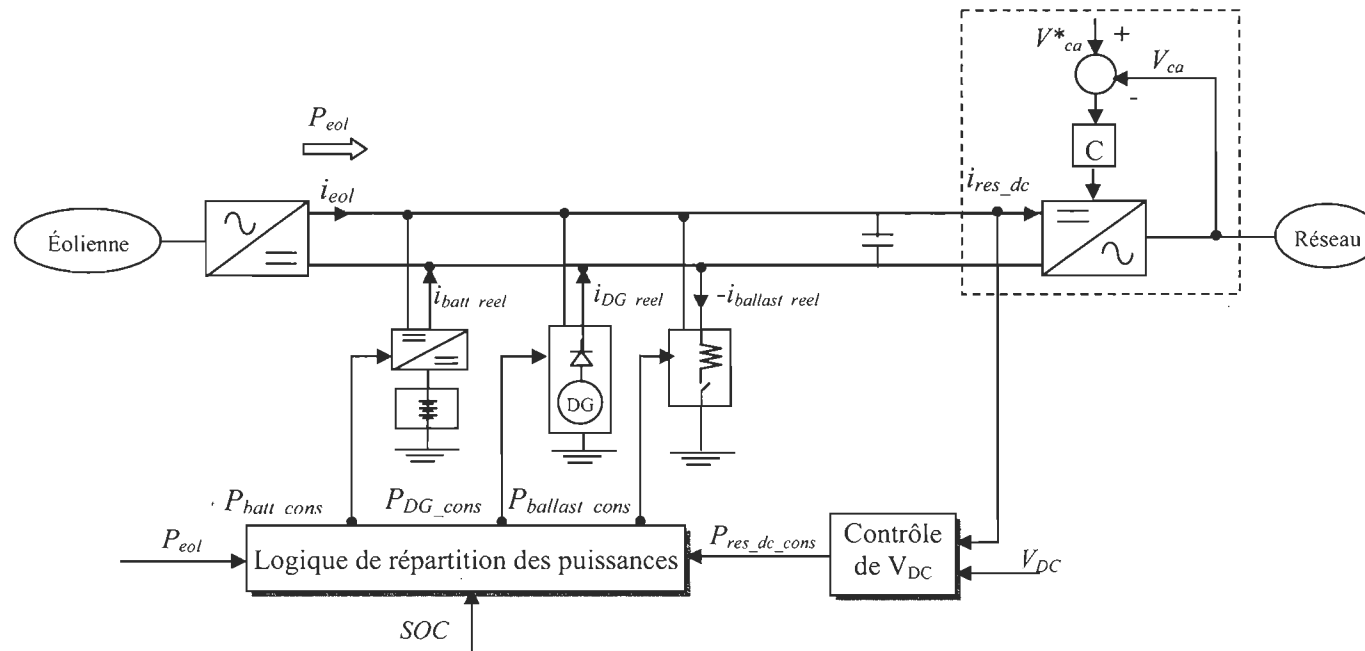


Figure 2-2. Structure de commande du système éolien dans un mode autonome

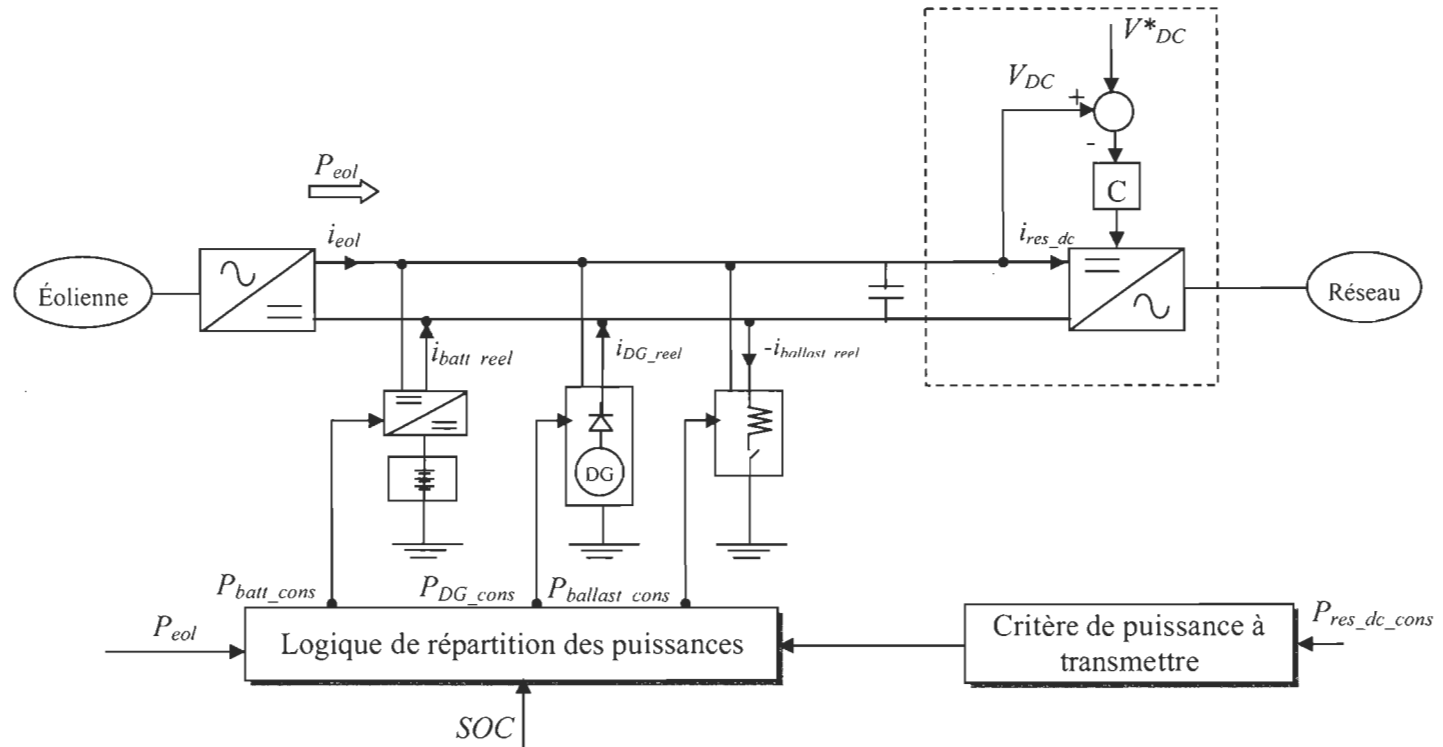


Figure 2-3. Structure de commande du système éolien dans un mode non autonome

2.3 Gestion des ressources énergétiques

Pour concevoir les stratégies de commande, il a fallu mettre en place les lois de commande pour la gestion des échanges énergétiques dans le système hybride [22]. Nous étudions ici deux méthodes de gestion de l'énergie dédiées à un système éolien hybride, afin de maximiser le rendement énergétique global. Ces méthodes doivent respecter certains critères qui conditionnent leurs performances [23-24]. Ces critères seront détaillés dans le paragraphe suivant.

2.3.1 Critères de gestion

L'élaboration du bloc de gestion des ressources énergétiques dans le système est basée sur les critères suivants :

1. utilisation du groupe électrogène diesel dans l'installation (choix économique vis-à-vis de la puissance à fournir) ;
2. respecter les demandes des clients : selon que la puissance réseau doit être stable avec peu de fluctuations, ou de transmettre le maximum de puissance disponible ;
3. l'état de charge EDC ou SOC¹ des batteries pourrait être variable et conditionner la puissance moyenne transférée ;

¹ On utilise souvent la notation anglaise de l'état de charge **SOC** (*state of charge*) ; c'est cette notation qui sera utilisée dans le reste du document.

4. le mode fonctionnement des éléments auxiliaires : le groupe électrogène fonctionne en mode source, le ballast comme une charge et les batteries sont réversibles (charge/décharge) ;
5. chaque élément a des conditions d'opération souhaitables ou interdites (durée de vie, usure, bande passante, rendement, résonance...) ;
6. viser une certaine indépendance de la présence ou non des différents éléments du système auxiliaire (système modulaire).

2.3.2 Méthode de répartition des puissances basée sur les performances des éléments

Une première solution, consiste à réaliser une structure de commande basée principalement sur une séparation en fréquence [7] entre les différentes sources et charges constituant le système hybride. Par hypothèse, les hautes fréquences (HF) sont absorbées par le ballast, les moyennes fréquences (MF) sont absorbées par le ballast et les batteries, et les basses fréquences sont absorbées par le DG, les batteries et le ballast (figure 2-4). La séparation en fréquence stipule que chaque élément du système auxiliaire doit travailler dans une plage de fonctionnement bien déterminée (capacité d'absorber ou de fournir de l'énergie). Des contraintes qui limitent le fonctionnement de chaque élément, doivent être respectées. On peut citer : le coût du carburant pour le DG, qu'on le voit comme un problème d'optimisation vis-à-vis son temps de fonctionnement, la dissipation de l'énergie via le ballast, et les cycles de charge/décharge pour les batteries.

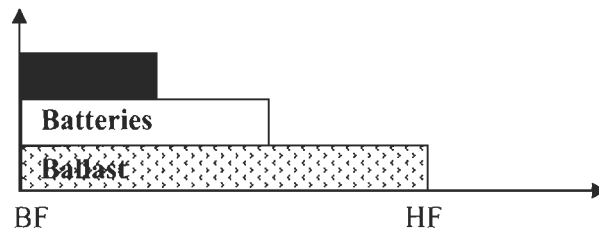


Figure 2-4. Répartition fréquentielle des plages de fonctionnement sur les différents éléments du système hybride

La puissance demandée pour chaque élément dépend aussi, de plusieurs facteurs conditionnant leur utilisation, par exemple : le rendement, l'efficacité, la capacité, la polarité (réversibilité ou non), la saturation et l'état de charge des batteries. Ce dernier facteur sera le sujet de la deuxième méthode de gestion.

2.3.3 Méthode de répartition des puissances basée uniquement sur l'état de charge pour un seul élément de stockage

2.3.3.1 État de charge dans le cas des batteries

L'autre aspect à considérer dans la répartition de puissance, est l'état de charge des batteries, SOC [23-25] qui caractérise le rendement énergétique global du système de stockage, et qui intègre à la fois le rendement coulombien et les pertes joules [26] (figure 2-5) cas des batteries électrochimiques).

En charge, le rendement global est d'autant plus faible que l'état de charge est proche de l'unité. Plus la puissance de recharge est importante, plus le rendement est faible.

En décharge, le rendement est proche de 100% pour une batterie complètement chargée et tend vers zéro pour un faible état de charge.

Nous pouvons noter qu'il existe une zone de travail à privilégier pour la batterie, globalement entre 30% et 70% de l'état de charge qui permet de solliciter la batterie avec

des rendements acceptables. L'évolution du rendement global dans le cas de n batteries, nous permet de déterminer l'ordre général par lequel on peut solliciter un ensemble de n batteries connectées en parallèle, comme suit :

1. Pour charger les batteries, on commence par la batterie dont l'état de charge est le moins élevé (qui correspond un rendement meilleur) ;
2. Pour décharger les batteries, on commence par la batterie dont l'état de charge est le plus élevé (qui correspond à un rendement meilleur).

Cette caractéristique joue un rôle prépondérant dans le processus d'optimisation. Elle permet de mettre en évidence l'influence de la puissance de charge ou de décharge sur le rendement et par conséquent sur le surcoût de fonctionnement, mais elle montre également l'influence de l'état de charge moyen.

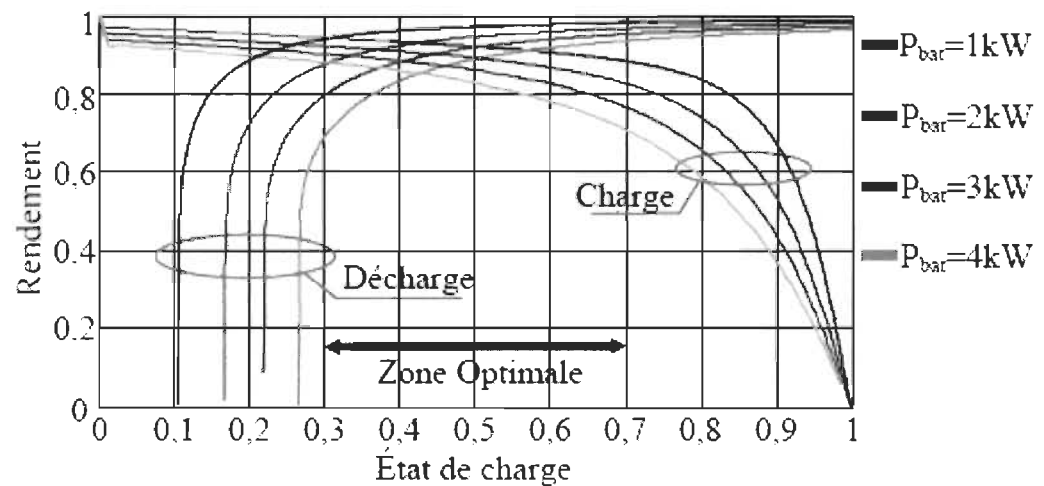


Figure 2-5. Rendement global en charge et en décharge d'une batterie électrochimique, en fonction de l'état de charge qui est paramétré en puissance [26]

2.3.3.2 État de charge dans le cas d'un volant d'inertie

Les travaux de [8-9] (figure 2-6), pour un système éolien avec une seule unité de stockage (volant d'inertie), exploitent le flux d'énergie dans le volant d'inertie comme l'état de charge d'un système de stockage ; on parle ici de la vitesse de rotation du volant d'inertie.

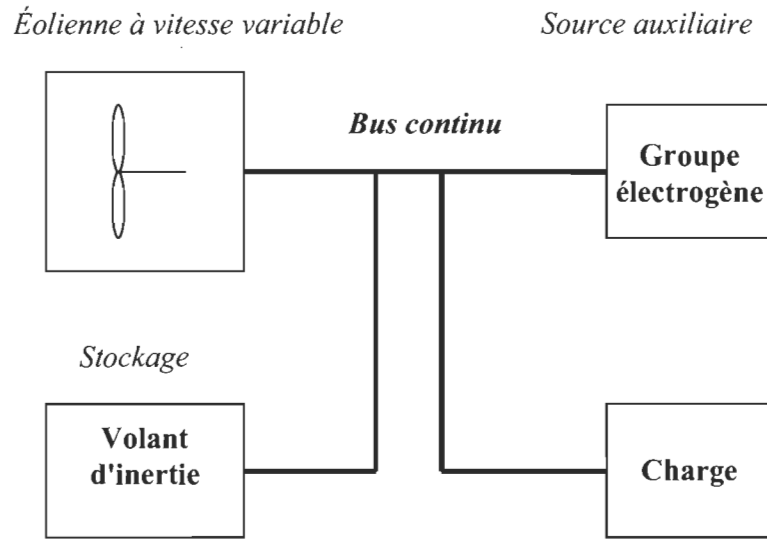


Figure 2-6. Structure d'un système hybride avec unité de stockage [8].

Pour réduire les variations sur la puissance fournie par le groupe électrogène diesel, le système de stockage d'énergie doit compenser les variations de la puissance fournie par l'éolienne. La puissance de référence du système de stockage, P_{sto_ref} est déterminée par la différence entre la valeur de la puissance instantanée de l'élément variable, $P_{variable}$, qui peut être soit une éolienne, soit une charge variable, et la puissance que l'on souhaite obtenir, P_{reg_ref} . La puissance fluctuante apparaît alors sur la référence du système de stockage, qui sera donc chargée de rééquilibrer la charge.

$$P_{sto_ref} = P_{variable} - P_{reg_ref} \quad (2-1)$$

Pour déterminer P_{reg_ref} , on considère une valeur filtrée P_{vf} de la puissance produite par l'éolienne $P_{variable}$. Mais, il faut considérer aussi la vitesse du volant d'inertie φ , comprise entre deux valeurs limites, pour éviter la saturation du système de stockage. Un superviseur basé sur la logique floue [8] est alors développé pour déterminer P_{reg_ref} (figure 2-7).

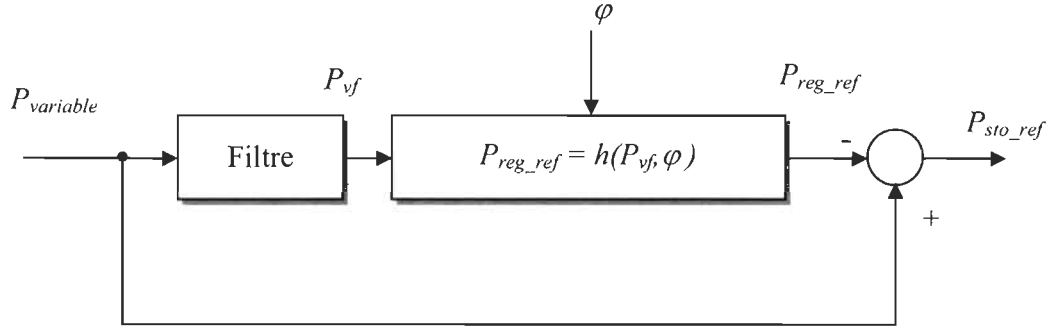


Figure 2-7. Calcul de la puissance de référence du système de stockage [8].

L'équation h ainsi obtenue, qui régit le transfert d'énergie entre les différentes parties du système, est donnée par [8] :

$$P_{reg_ref} = \frac{2}{3}P_{variable} + \frac{1}{3(\varphi_{max} - \varphi_{min})}(\varphi - \varphi_{min}) \quad (2-2)$$

N.B. Les termes de l'équation sont normalisés, avec :

$P_{variable}$ et P_{sto_ref} contiennent les composantes HF et MF.

φ_{min} et φ_{max} représentent les limites basse et haute respectivement du système de stockage

P_{reg_ref} est la puissance de réglage,

$P_{variable}$ est la puissance variable correspondant à la puissance produite par la source à énergie renouvelable.

Par adaptation avec les modèles des différentes sources et charges de notre système, et les conditions et contraintes de leur fonctionnement, on peut interpréter les différentes variables citées ci-dessus comme suit :

- L'état de charge représente la quantité d'énergie contenue dans les batteries, SOC . Les limites basses et hautes du système de stockage dans ce cas seront : SOC_{min} et SOC_{max} .
- La puissance de référence du système de stockage P_{sto_ref} est remplacée par P_{batt_ref} dans notre système.
- P_{reg_ref} devient $P_{res_dc_ref}$: c'est la puissance demandée du côté réseau (charge).
- $P_{variable}$ devient P_{eol} : c'est la puissance variable fournie par l'éolienne.
- $P_{variable_filtre}$ devient $P_{eol_moy_filtre}$, qui représente la valeur moyenne sur une période, de la puissance éolienne P_{eol} ,

La structure de la figure 2-7 est remplacée par celle de la figure 2-8

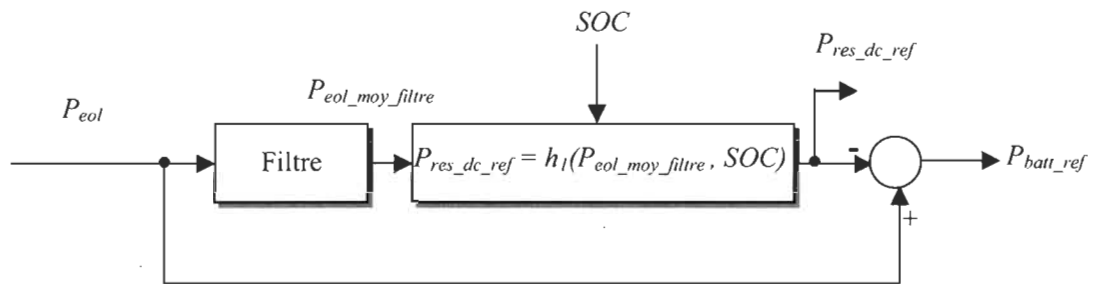


Figure 2-8. Modèle de calcul de la puissance de référence du système de stockage adapté à notre système

2.4 Formulation d'une méthode de répartition hybride (capacité et état de charge)

Une autre façon de représenter la figure 2-8, consiste à répartir la puissance en fonction de la composante BF, $P_{eol_moy_filtre}$, et de noter que la batterie devra compenser les termes HF. Nous pouvons donc interpréter ce schéma de répartition (figure 2-9) comme étant basé sur l'équilibre des états de charge avec les surplus relégués en fonction des capacités de chaque élément.

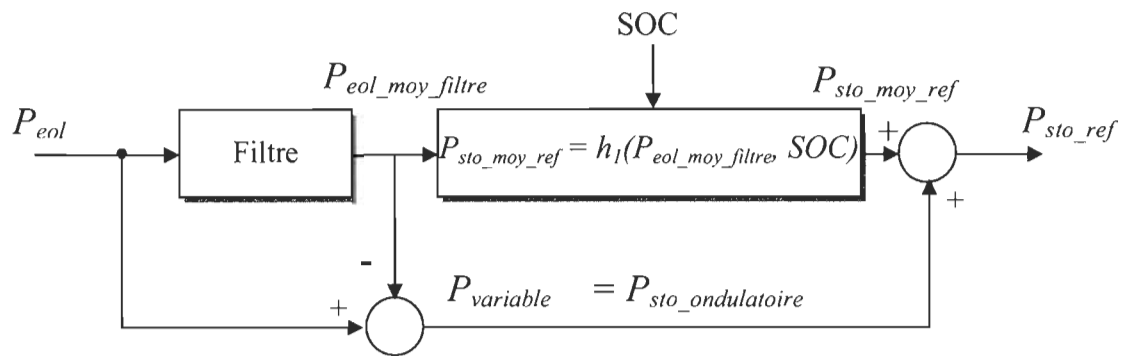


Figure 2-9. Autre représentation de la stratégie de base de calcul de la puissance de référence des batteries

Généralisation

En combinant les deux techniques, figures 2-4 et 2-9, état de charge du système de stockage et séparation en fréquence, on peut aboutir à une première généralisation à partir de la figure 2-10. La logique est inverse, dans le sens que les HF sont traitées en premier. Les fonctions de répartition en fonction de l'état de charge sont de plus en plus complexes lorsqu'on se dirige vers les BF (figure 2-10) ; il peut y avoir dérive (erreur) puisque tout est en «boucle ouverte». L'autre facteur à considérer, est comment peut-on définir l'état de charge équivalent du ballast ? Dans le schéma de la figure 2-10, l'état de charge du ballast peut être représenté sous forme d'une marge de puissance que le ballast doit respecter.

$h_1()$ et $h_2()$, sont des fonctions qui calculent les puissances de références des éléments du système hybride, en fonction de leur état de charge, et des plages de fonctionnement. Dans cette structure, la complexité des décisions augmente à chaque niveau ; cette option ne sera pas retenue, mais servira d'inspiration pour la section suivante.

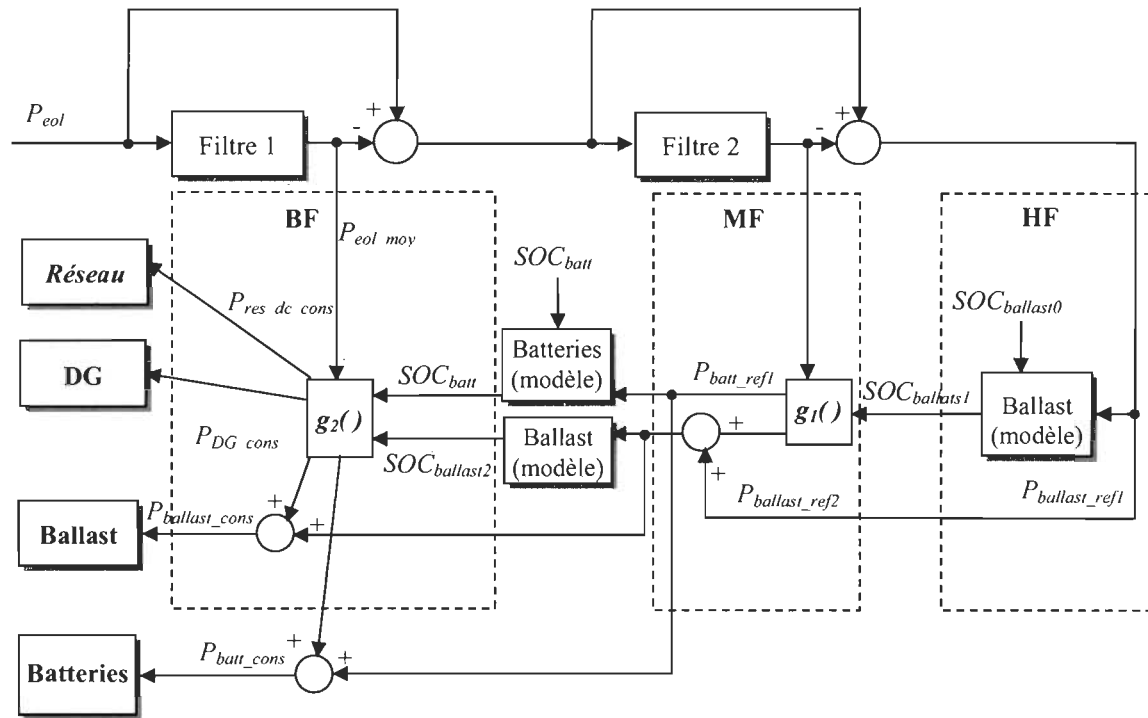


Figure 2-10. Stratégie de répartition des puissances de référence

2.5 Proposition d'une méthode de répartition hybride (capacité et état de charge)

Pour simplifier la logique de la structure précédente, nous supposons toujours que l'état de charge des batteries et le ballast seront gérés par des contrôleurs séparés. Cette méthode est séparée en deux niveaux, le premier niveau est basé sur des filtres et des éléments de saturation, et a comme principe que le surplus de puissance qui n'a pas été absorbé par un

élément, va être compensé par un ou plusieurs autres éléments (figure 2-11). Ici on donne la priorité à la BF.

Le deuxième niveau permet aux éléments du système hybride de respecter une logique de priorité qui tient en compte l'efficacité, l'état de charge et la puissance maximale de chaque élément. La stratégie de contrôle donne priorité à la production éolienne. Les DG sont arrêtés lorsque l'éolienne peut répondre à la demande du réseau et de la charge de réserve. La logique de commande et de régulation assure que la qualité de puissance transmise soit égale ou supérieure à celle du système tout diesel. Cette logique doit être gérée par un bloc de supervision. Avec une telle structure, nous pouvons contrôler les transferts d'énergie entre les différents éléments de la chaîne de production électrique, et ainsi une identification précise des consignes de puissance. La stratégie sera écrite en détail au chapitre 4.

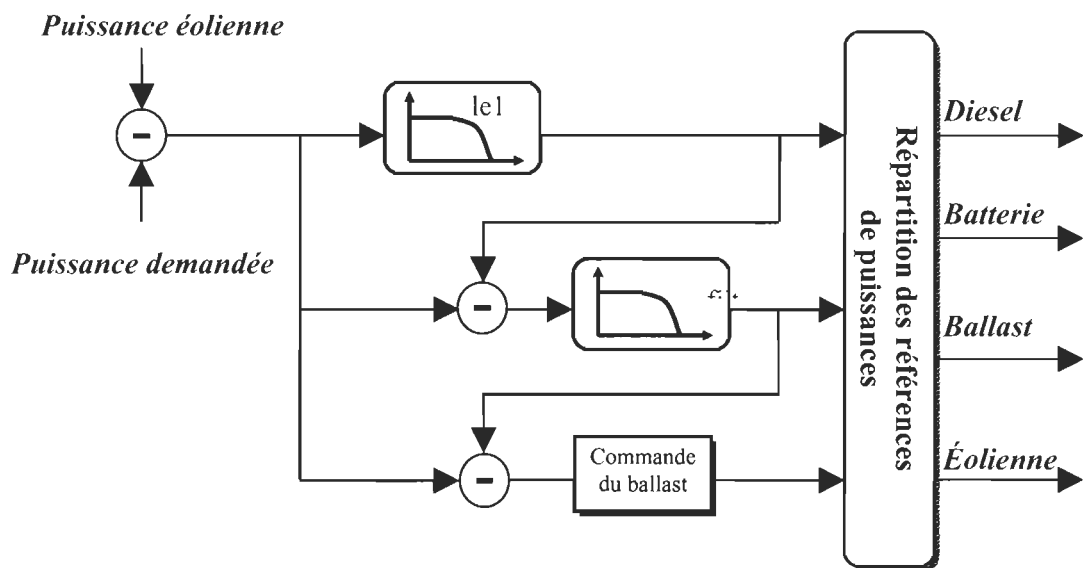


Figure 2-11. Principe de base de la répartition des puissances de référence [14]

2.6 Conclusion

Des méthodes pour la répartition de puissance ont été décrites dans le but de définir une stratégie de gestion de puissance entre les différentes ressources énergétiques du système. Dans ce chapitre, nous avons notamment décrit une répartition basée sur les capacités des éléments, une répartition basée sur l'état de charge, dans le cas d'un système éolien associé à un seul élément de stockage, et une répartition qui combine l'état de charge et la bande passante des éléments. On souligne aussi l'influence de la puissance de charge ou de décharge sur le rendement et par conséquent sur le surcoût de fonctionnement.

Dans le chapitre suivant, nous allons étudier en détail les critères d'optimisation énergétique et le dimensionnement des contrôleurs dans le système.

Chapitre 3 - Dimensionnement et principes d'optimisation énergétique

Le terme optimisation est plutôt vague, d'où la question : que faut-il optimiser ? Les coûts, les impacts environnementaux, ou le rendement énergétique ? Voilà la première question à laquelle il faut répondre, car elle permet de définir les témoins et les variables d'essai du système à optimiser. En terme d'énergie, la performance des diverses composantes d'un système est importante, mais leurs dimensions et l'amélioration de la stratégie de distribution demeurent les domaines les plus critiques où l'optimisation peut avoir le plus d'impact. Cette étude va se focaliser en premier lieu sur le rendement énergétique.

Dans le chapitre précédent, nous avons développé une méthodologie basée sur une modélisation énergétique globale du comportement du système hybride. Elle combine la répartition fréquentielle avec la gestion de priorité de chaque élément dans la chaîne de conversion éolienne. Une meilleure coordination entre les ressources du système est nécessaire pour obtenir une production plus régulière, sous forme d'un problème d'optimisation énergétique. Dans un premier temps, la puissance éolienne est considérée comme non contrôlable (une perturbation).

Le système hybride peut être représenté sous forme de deux niveaux de contrôle, un niveau pour la commande de puissance et un autre pour la stratégie de répartition de puissances. En ce qui concerne le premier, il a pour objectif de satisfaire deux exigences

importantes dans le système, soit : (i) d'extraire le maximum de puissance de l'éolienne tant que le vent le permet – les techniques d'extraction maximale de puissance consistent à ajuster le couple électromagnétique de la génératrice pour fixer la vitesse à une valeur de référence, calculée pour maximiser la puissance extraite ; (ii) de maintenir la tension du bus continu stable.

Le deuxième niveau (figure 2-11, chapitre 2) représente le bloc de stratégie, qui est une partie prépondérante dans la coordination des sous systèmes (batteries, groupe électrogène et ballast) dans notre travail. Dans le bloc de stratégie, on trouve d'une part, une répartition de la différence de puissance entre la puissance fournie par l'éolienne et la puissance demandée par le réseau (charge) (figure 3-1), et d'autre part, les critères de décision pour l'élaboration des puissances de référence de chaque sous système.

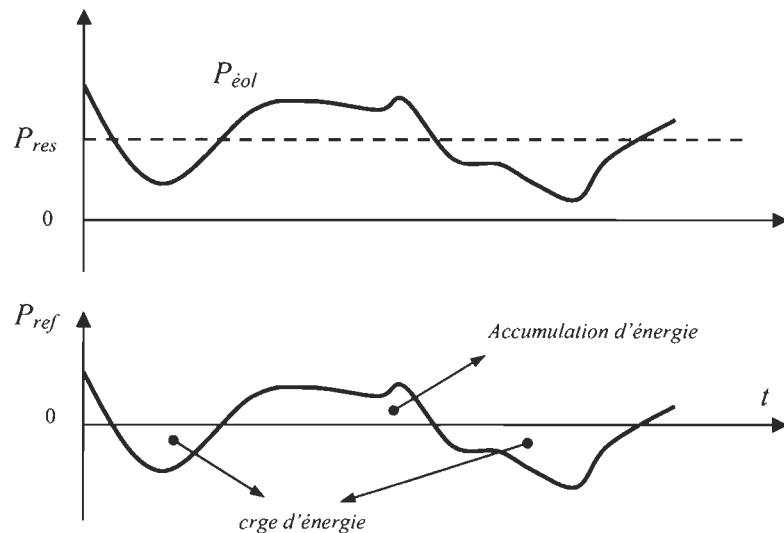


Figure 3-1. Principe général de gestion multi énergies pour la compensation des fluctuations du vent

La commande des sous systèmes a été élaborée en prenant en compte la puissance fournie par le générateur éolien P_{eol} , qui contient (BF, MF et HF), et la puissance de réglage

P_{res} , qui est la puissance désirée au niveau du réseau. La référence de puissance échangée entre les sous systèmes et qui transite par le bus cc est déterminée par :

$$\Delta P_{ref} = P_{eol} - P_{res} = -P_{DG} - P_{batt} + P_{DC} - P_{ballast} \quad (3-1)$$

Avec :

P_{DG} : puissance fournie par le groupe électrogène

P_{batt} : puissance fournie par la batterie (négative si puissance absorbée)

$P_{ballast}$: puissance absorbée par le ballast

P_{DC} : puissance absorbée par le bus continu (négative si puissance fournie)

Après la répartition fréquentielle des puissances entre les sous systèmes, la logique de priorité doit gérer, par des règles établies avec le bloc de supervision (bloc de décision), l'ordre d'attribution des puissances de référence à chaque sous système.

3.1 Principes pour l'optimisation énergétique

Considérant que les différents éléments possèdent chacun leur caractéristique de rendement, leur plage de fonctionnement fréquentielle, des contraintes de polarité, etc., nous pouvons formuler un critère d'optimisation énergétique pour chacun d'entre eux, qui incorporera une répartition de puissance en fonction des limitations de chaque sous élément. La figure 3-2, illustre une vue générale de l'aspect optimisation de l'utilisation des éléments. Par exemple, la batterie peut être considérée comme l'élément le plus efficace parmi les sous systèmes, ce qui signifie qu'on donne la priorité aux batteries comme un élément le plus efficace dans la chaîne de conversion électrique. Le coût de carburant du groupe électrogène diesel peut être utilisé aussi comme critère d'optimisation, sous forme

de durée de fonctionnement du générateur diesel (coût de carburant proportionnel au fonctionnement du groupe électrogène diesel).

Ces règles serviront pour établir les décisions sur l'ordre d'attribution des puissances de référence à chaque sous système.

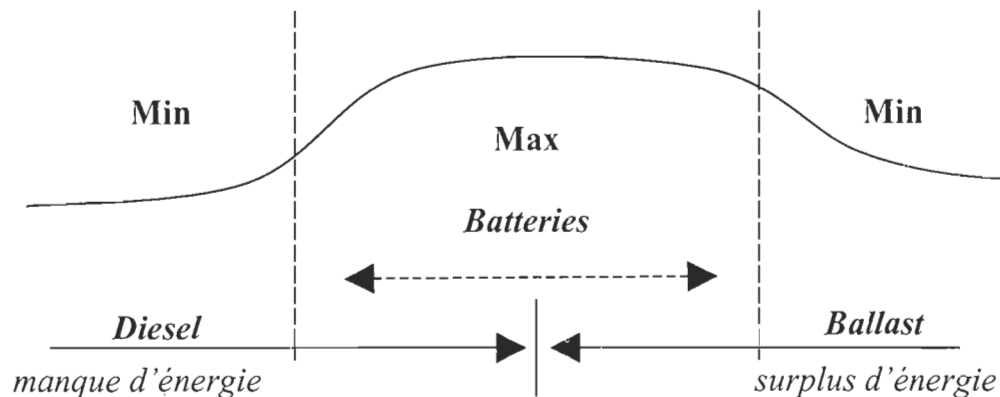


Figure 3-2. Optimisation de fonctionnement des éléments

3.1.1 Principes de répartition des puissances :

Les critères d'optimisation adoptés sont décrits suivant les principes suivants :

3.1.1.1 Plage de fonctionnement des éléments

Comme il a été mentionné dans le chapitre précédent, on doit respecter les plages de fonctionnement fréquentielles (fréquence maximum, éventuellement minimum du spectre) de chaque élément ;

3.1.1.2 Rendement global

Utiliser au maximum les éléments ayant le rendement le plus élevé. Par hypothèse, ça serait les batteries. Les batteries sont utilisées pour absorber ou fournir de la puissance.

3.1.1.3 Fonctionnement du groupe électrogène

Établir les conditions appropriées de mise en marche et de fonctionnement du groupe électrogène diesel, selon l'état initial du générateur diesel (diesel en fonction (ON) ou diesel hors fonction (OFF)) [22], l'état de charge des batteries et la quantité d'énergie à compenser (déficit faible ou élevé).

3.1.1.4 Rendement énergétique individuel

Pour le DG, le rendement énergétique dépend de la qualité de la combustion, qui dépend-elle des conditions d'opération, notamment du niveau de charge. Le DG doit fournir un minimum de puissance requis PDG_{min} [20] pour conserver un rendement élevé. Les démarrages et arrêts fréquents, ainsi que l'opération du DG avec un niveau de charge faible contribuent à réduire la durée de vie du DG.

Pour une meilleure utilisation des batteries, l'état de charge des batteries doit rester dans des bornes spécifiées afin de maximiser leur rendement global (chapitre 2 § 2.3.3). L'autre facteur à considérer c'est de respecter les conditions sur les cycles de charge et de décharge pour une plus grande durée de vie.

3.1.1.5 Fonctionnement de l'élément de dissipation

Le ballast doit être sollicité le moins possible. Son utilisation dépend aussi du cahier de charges, par exemple le besoin de garder une marge de puissance pour compenser les fluctuations rapides de puissance.

3.1.1.6 État de charge des batteries, SOC

Utiliser le SOC comme critère à considérer pour la répartition de puissance (une caractéristique des limites de fonctionnement des éléments et un outil de planification, par exemple : surcharge en prévision de l'heure de pointe ...etc.).

3.2 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons établi des principes pour l'optimisation de la chaîne de conversion éolienne. Ainsi l'étude du système avec stockage, nous a permis de mettre en évidence l'intérêt d'une gestion « intelligente » de l'énergie. En contrôlant la puissance de recharge de la batterie, et le temps de fonctionnement du groupe électrogène diesel, nous pouvons réduire les coûts énergétiques de cette application et améliorer l'efficacité énergétique.

De la même manière, nous avons montré que l'utilisation de l'accumulateur dans sa zone de fonctionnement optimal (chapitre 2 § 2.3.3) permet d'avoir un meilleur rendement des batteries, et ainsi une durée de vie améliorée.

L'optimum économique résulte alors d'un compromis entre l'exploitation des batteries et du groupe électrogène diesel. Le choix effectué pour classer les éléments de notre chaîne de conversion électrique donne la priorité aux BF en premier lieu. L'exploitation de ces critères sera analysée dans le chapitre suivant.

Chapitre 4 - Modélisation du système de gestion

L'objectif de ce chapitre est de mettre au point une stratégie de contrôle du transfert énergétique entre les différents équipements du système hybride. Elle doit satisfaire les critères d'optimisation décrits dans le chapitre précédent, pour combler la demande de puissance globale au niveau du bus continu.

La stratégie de gestion doit donc gérer les modes de compensation de puissance à court terme ou à long terme. Elle permet de contrôler les cycles de charge/décharge des batteries, de contrôler le démarrage du groupe électrogène diesel [22] et d'exploiter le ballast pour dissiper les excédents de puissance et pour améliorer la qualité de la puissance transmise au réseau, en terme de fluctuation et d'harmoniques.

La mise en place de la stratégie de commande passe par deux étapes :

- i. Dans un premier temps, on réalise une répartition initiale, basée sur les constantes de temps de chacune des charges et sources, pour donner les consignes primaires (brutes) qui sont utilisées par le module de décision.
- ii. Dans un deuxième temps, on établit l'ordre de priorité pour chaque élément. Cette partie permet d'exprimer les consignes finales pour les éléments groupe électrogène, batteries et ballast. La connaissance du comportement énergétique de chacune des sources et charges est nécessaire pour la mise au point de la stratégie de gestion d'énergie.

4.1 Modes principaux d'opération des sources et charges dans le système hybride

Dans notre travail, nous avons procédé à la classification des sous systèmes comme décrit au tableau 4.1.

Tableau 4.1. Classification des sources et charges.

Sources	Charges
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Éolienne ▪ Groupe électrogène 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ballast ▪ Réseau /charge
<ul style="list-style-type: none"> • Batteries² • Capacité du bus continu³ 	

La convention de signes utilisée dans les simulations est comptée positive pour les éléments qui fournissent de l'énergie et négative pour ceux qui en absorbent. Le groupe électrogène doit toujours recevoir des consignes positives, le ballast ne reçoit que des consignes négatives. Quant à la batterie, elle agit de manière bidirectionnelle et elle est considérée comme une source. Le bus continu est considéré comme une charge.

Les relations suivantes, illustrent les signes utilisés dans les équations du système :

$$P_{eol} + P_{DG} + P_{batt} - P_{DC} + P_{ballast} - P_{res} = 0 \quad (4-1)$$

$$\Delta P_{ref} = P_{eol} - P_{res} = -P_{DG} - P_{batt} + P_{DC} - P_{ballast} \quad (4-2)$$

$$\Rightarrow -\Delta P_{ref} = P_{DG} + P_{batt} + P_{ballast} - P_{DC} \quad (4-3)$$

² Les batteries sont classées comme une source, mais ils fonctionnent aussi comme une charge.

³ Le bus continu est classé comme une charge, mais il peut fonctionner aussi comme une source.

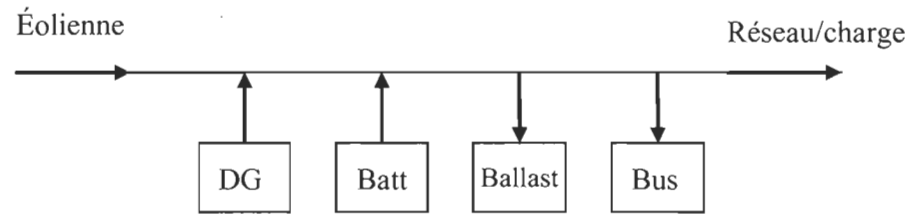


Figure 4-1. Écoulement de puissance utilisé dans les simulations

4.2 Stratégie de gestion d'énergie

Le but de la stratégie de gestion d'énergie est de définir les références de puissance pour les éléments DG, batteries et ballast. Elle doit gérer d'une part la fourniture de l'énergie par les sous-systèmes, lorsque la puissance demandée est plus élevée que la puissance disponible sur l'éolienne, et d'emmagasinier l'énergie dans le cas contraire, c.-à-d. lorsqu'il y a surplus de puissance dans le système.

Prenons le cas des batteries, elles sont utilisées en complément de manière à récupérer le surplus de puissance éolienne (batteries en charge) et fournir la puissance complémentaire que l'éolienne ne peut fournir (batteries en décharge). Avec une telle structure, nous pouvons contrôler les transferts de puissance en intervenant sur le niveau de la puissance batterie. En effet, si nous imposons une consigne positive de puissance, $P_{batt_cons} (+)$, (respectivement une consigne négative $P_{batt_cons} (-)$) alors nous imposons un transfert de puissance de la batterie vers le bus continu (respectivement du bus continu vers la batterie).

La figure 4-2 représente la structure de la stratégie de gestion d'énergie utilisée pour piloter la chaîne de production éolienne. La stratégie de gestion qui sera présentée dans les prochaines sous sections définit une machine séquentielle (discrète).

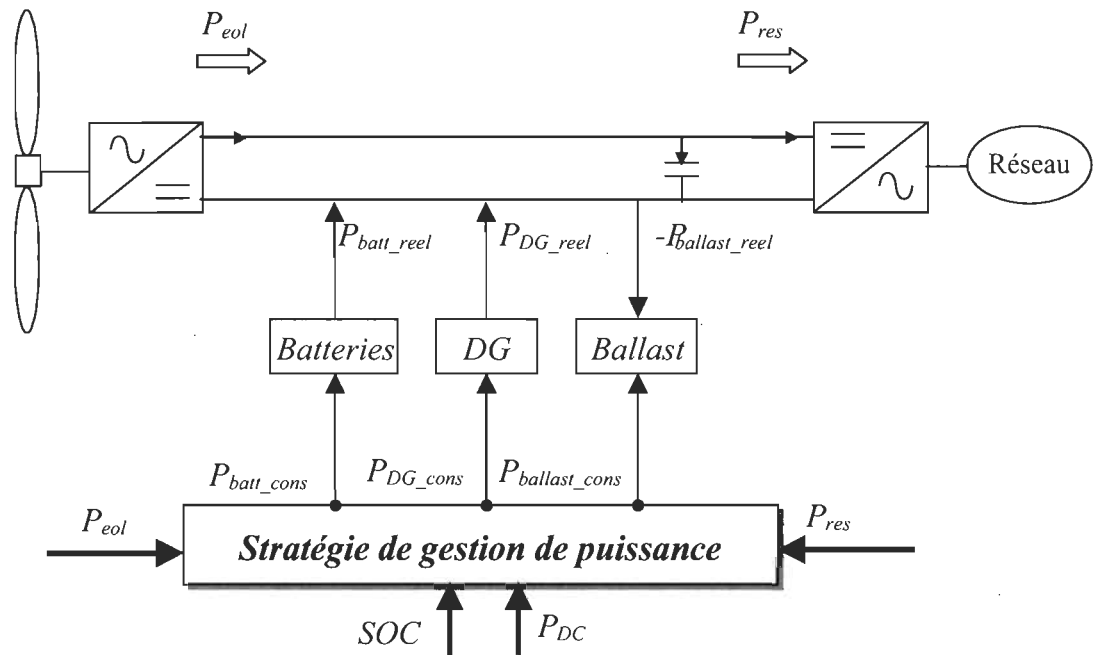


Figure 4-2. Structure de la stratégie de gestion d'énergie

Les modèles Simulink, développés par Envitech [16], pour modéliser l'éolienne à vitesse variable et sa connexion au réseau ont servi de base et de support au modèle de stratégie de gestion développé ici. L'objectif poursuivi est donc d'obtenir un modèle à la fois simple et permettant l'amélioration du fonctionnement du système. La structure du modèle "stratégie de gestion d'énergie" permet de mettre en évidence deux étapes : le prétraitement et le traitement.

4.2.1 Partie prétraitement

Cette partie consiste à générer des consignes de puissance, dites primaires ou brutes. Ces consignes serviront comme des entrées pour le bloc de supervision. Le groupe électrogène reçoit une consigne positive P_{DG} pour les BF ; les batteries reçoivent une consigne négative ou positive P_{batt} pour absorber ou générer de la puissance à court terme (MF) ; et le ballast reçoit une consigne $P_{ballast}$ négative pour les puissances à très court

terme (HF). On utilise pour cela deux filtres passe-bas, avec des constantes de temps qui correspondent aux plages de fonctionnement du groupe électrogène diesel et du système de stockage. Les consignes primaires sont donc obtenues par filtrage direct de la variation de puissance qui représente les fluctuations de puissance à compenser ($\Delta Pref \equiv \Delta Pref$).

La figure 4-3 représente le schéma de commande sous Simulink.

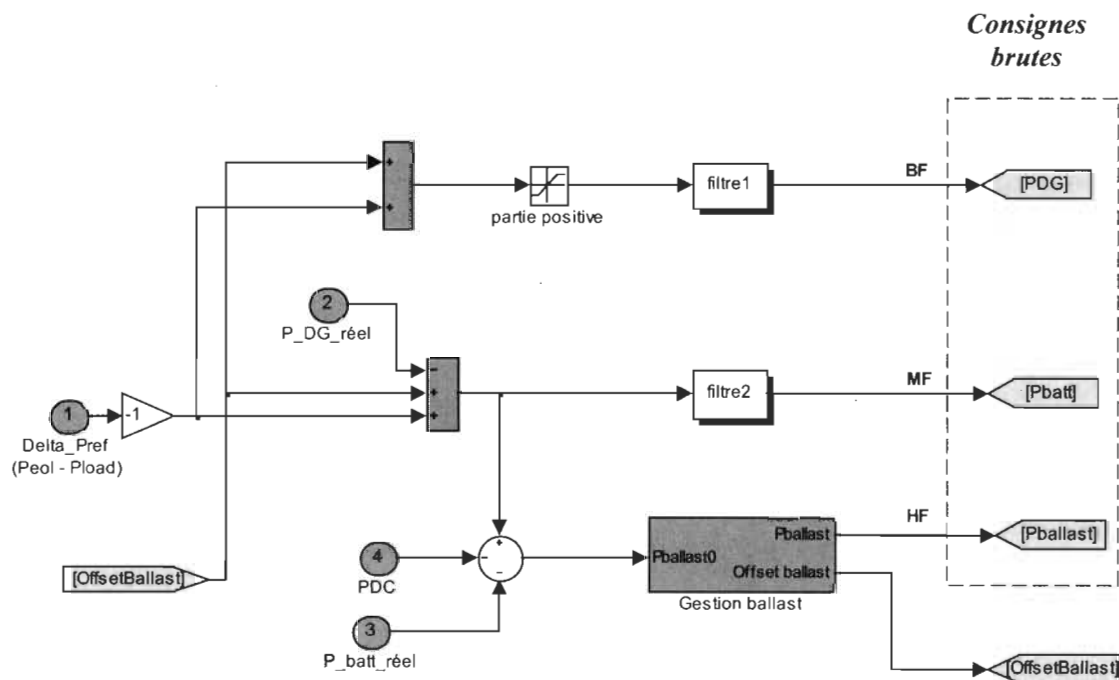


Figure 4-3. Structure du bloc de gestion des consignes primaires

Comme on le voit sur la figure 4-3, la priorité de répartition se fait à partir des basses fréquences vers les hautes fréquences, c'est-à-dire, du groupe électrogène diesel, ensuite les batteries, alors que le ballast se place au dernier rang.

La répartition fréquentielle seule, nous amène, dans des cas particuliers, à des situations où on impose au ballast un mode de fonctionnement qu'il ne peut pas accomplir, soit de fournir de l'énergie, ou encore de demander au ballast d'évacuer de l'énergie pour une longue durée. On se trouve dans ce cas avec de l'énergie perdue inutilement. Afin de palier

à ce problème, on a mis en place un bloc pour le contrôle de la puissance moyenne du ballast. Ce bloc permet de faire varier la puissance moyenne du ballast pour ne pas tomber dans les situations citées auparavant. Le fonctionnement de ce bloc sera détaillé dans les paragraphes qui suivent.

4.2.2 Partie traitement

La deuxième partie est caractérisée par un bloc de supervision et de décision, qui consiste à définir les consignes finales pour chaque élément du système, selon les critères établis dans les chapitres précédents. Cette partie est réalisée à l'aide de l'outil Stateflow de MathWorks Inc (figure 4-4). On réalise dans ce bloc, les différentes combinaisons de fonctionnement possibles des sous-systèmes. Par exemple, dans le cas d'un déficit de puissance à compenser, on trouve les modes de fonctionnement : DG seul, DG et batteries, et batteries seules. Dans le cas d'un surplus de production, on trouve les modes suivants, pour le stockage ou la dissipation d'énergie : batteries seules, batteries et ballast, ou ballast seul dans le cas d'absence des batteries ou si elles sont saturées (complètement chargées).

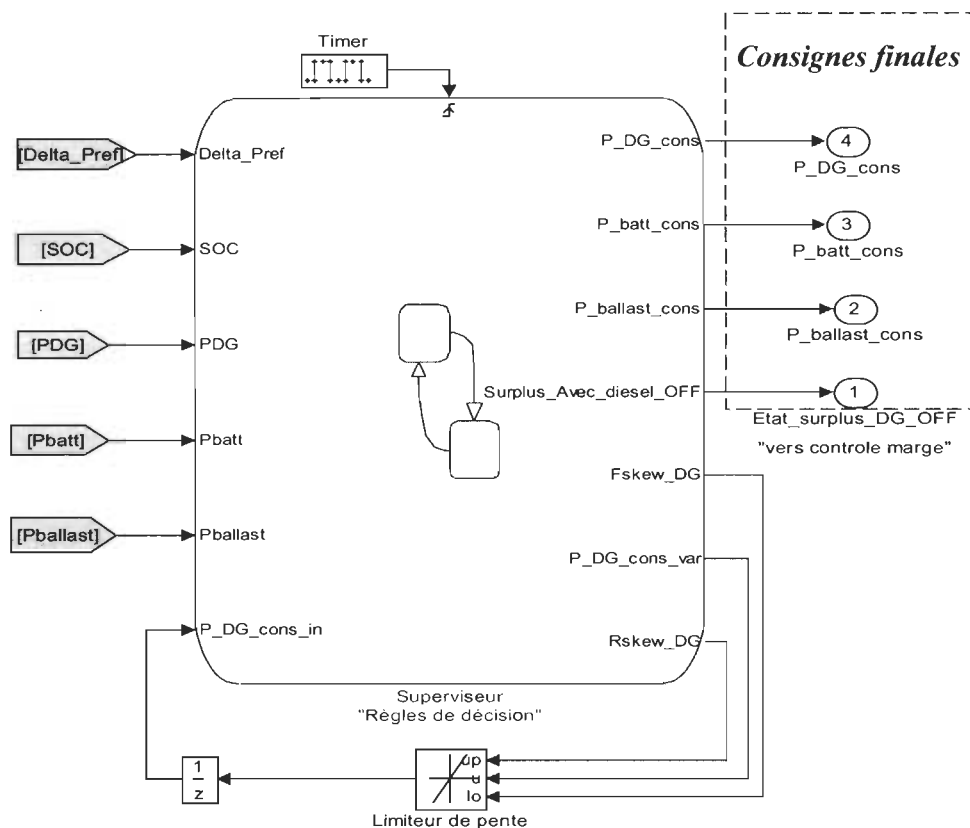


Figure 4-4. Structure du bloc de supervision

Les entrées et sorties de ce bloc, sont présentées aux tableaux 4-2 et 4-3 :

Tableau 4.2. Description des variables de sortie du bloc de gestion

Variable	Description
P_{DG_cons}	Consigne finale du DG
P_{batt_cons}	Consigne finale des batteries
$P_{ballast_cons}$	Consigne finale du ballast
$Fskew_DG$	Limite du taux de diminution du signal d'entrée
$Rskew_DG$	Limite du taux d'augmentation du signal d'entrée
$P_{DG_cons_var}$	Consigne finale du DG avant le bloc limiteur
$Surplus_Avec_diesel_OFF$	C'est une variable qui donne 1 si l'état est active et 0 s'il ne l'est pas

Tableau 4.3. Description des variables d'entrée du bloc de gestion

Variable	Description
$\Delta Pref$	Écart de puissance à compenser ($P_{eol} - P_{res}$)
P_{DG}	Consigne primaire du DG
P_{batt}	Consigne primaire des batteries
$P_{ballast}$	Consigne primaire du ballast
SOC	État de charge de la batterie
P_{DG_reel}	Sortie du DG
P_{batt_reel}	Sortie des batteries
$P_{ballast_reel}$	Sortie du ballast
$P_{DG_cons_in}$	Consigne finale du DG après le bloc limiteur

Le passage entre certains modes génère des fluctuations rapides ou des pics dans les consignes de sorties, et cela est dû aux constantes de temps des modèles de chaque élément. Par exemple, la rapidité du passage d'un mode avec DG OFF à un mode avec DG ON et vice versa, est limitée par la constante de temps du groupe électrogène diesel. Il en est de même pour une demande brusque de variation de puissance au DG. Pour palier à ce phénomène, on a inséré un bloc de limitation de pente "*rate limiter*" (figure 4-5), qui a comme effet de limitation de la variation par rapport au temps, pour ralentir le passage entre les états concernés.

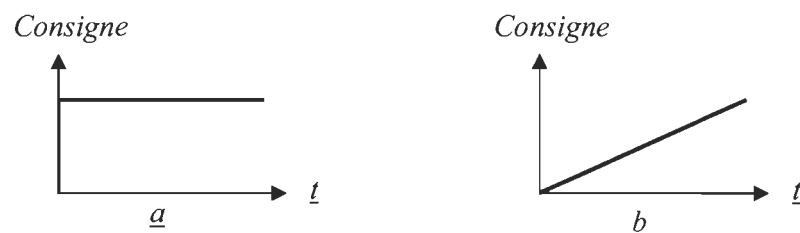


Figure 4-5. Consignes sans limiteur de pente (a) et avec limiteur de pente (b)

Les conditions principales sont présentées dans l'organigramme de la figure 4-6.

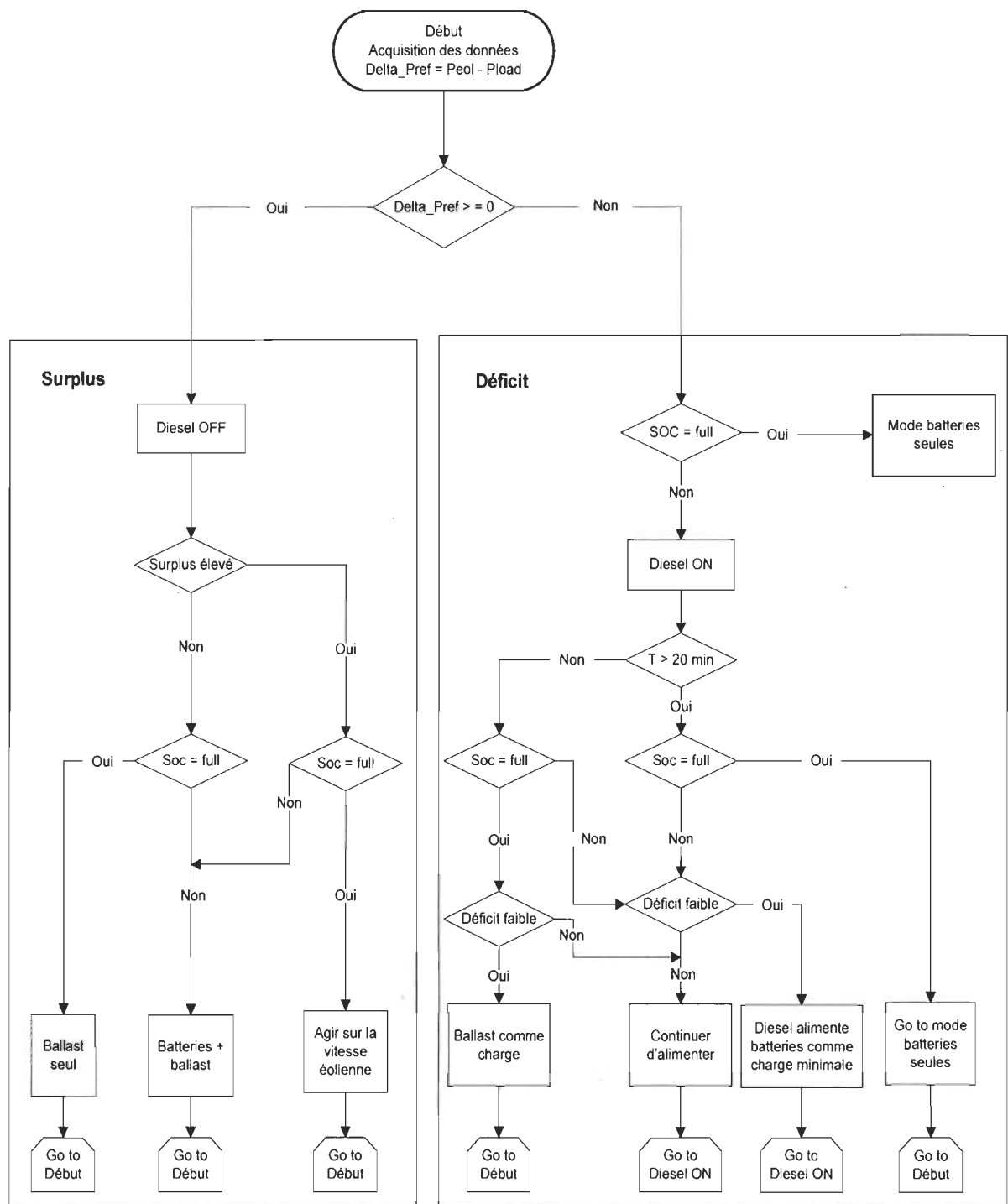


Figure 4-6. Organigramme de contrôle des consignes finales dans le bloc Stateflow

Le surplus et le déficit de puissance sont déterminés par rapport à des seuils Pdf_{min} , Pdf_{max} , Psp_{min} et Psp_{max} . Les frontières de chaque seuil sont déterminées par des bandes d'hystérésis (figure 4-1), pour éviter des cas non souhaitables de fonctionnement de la gestion, comme la charge et la décharge fréquentes des batteries. La valeur du seuil influe sur la fréquence des permutations et l'amplitude de la variation de l'erreur. Plus le seuil est faible, plus la fréquence est élevée, moins l'amplitude est grande. Une augmentation de la fréquence réduit d'autant la durée de vie des systèmes comme les batteries.

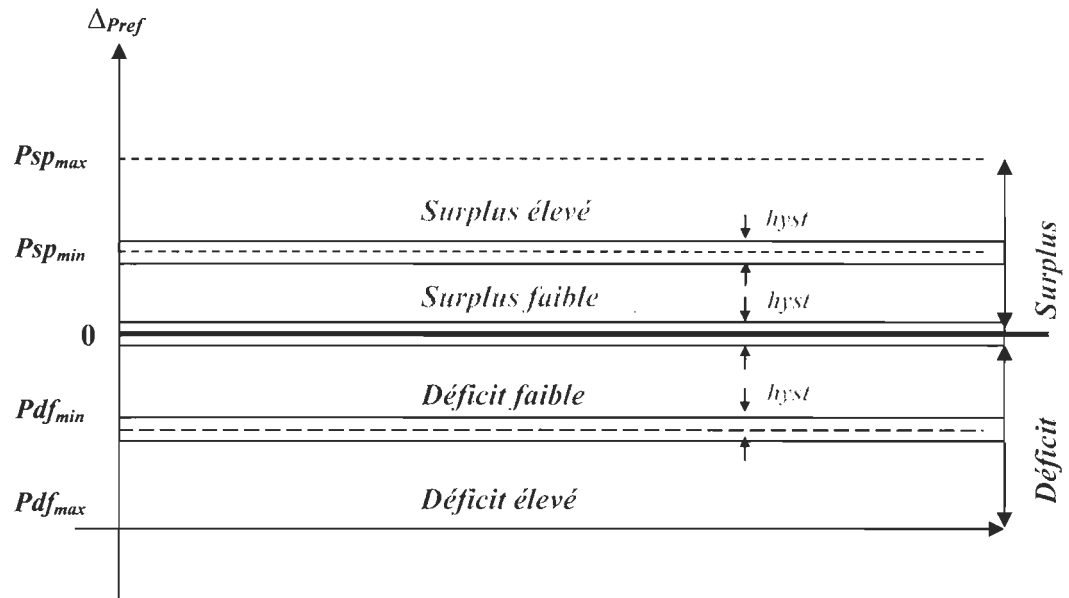


Figure 4-7. Bandes hystérésis pour le passage entre les modes surplus et déficit

4.3 Gestion de la puissance moyenne du ballast

Dans notre système, le ballast est un élément qui est chargé de rejeter les fluctuations rapides de puissance qui pourraient perturber la tension du réseau, et de dissiper l'excédent d'énergie dans le système sous forme de chaleur. Si l'éolienne a chargé les batteries et produit toujours de l'électricité, un régulateur de charge dévie, le courant en excès pour le

préchauffage de l'eau du chauffe-eau ou pour chauffer la pièce par exemple. Pour cela, on a imposé un niveau continu de dissipation de puissance dans le ballast permettant de créer une marge pour la compensation des fluctuations de puissance et pour assurer la qualité de la puissance transmise vers le réseau, car le ballast, avec sa réponse dynamique rapide, permet de répondre aux transitoires de puissance. Cette marge de puissance est définie dans les simulations par la variable "*marge*".

Afin de minimiser la quantité d'énergie dissipée dans le ballast, on a opté pour une méthode de gestion de niveau de puissance de ce dernier (figure 4-8). Le schéma de commande utilisé peut être décomposé en deux boucles : une boucle principale (I) qui permet de générer le biais (offset) de puissance à compenser par les autres éléments du système, et une boucle secondaire (II) pour gérer la valeur du biais dans le temps.

En ce qui concerne la boucle principale, elle est constituée essentiellement d'un contrôleur à base d'intégrateur, d'un saturateur, et d'un simple retour de sortie unitaire. Le contrôleur peut être un proportionnel intégrateur (PI) ou un intégrateur (I) ; dans notre application, on utilise un PI (figure 4-8).

La consigne initiale demandée au ballast $P_{ballast0} + \text{marge}$, résulte de la séparation fréquentielle de l'écart de puissance à compenser ($P_{eol} - P_{res}$) (chapitre 2 § 2.4), additionnée à la variable "*marge*". Elle est composée de valeurs positives et négatives. En tant qu'élément de dissipation, le ballast ne reçoit que les valeurs négatives. Les valeurs positives doivent être compensées par les autres éléments, pour éviter de les rejeter vers le réseau. Cela revient à un problème de recherche de la valeur maximale de $P_{ballast0} + \text{marge}$. Cette valeur désigne le biais de puissance qui doit être compensé par le DG et les batteries (produire plus d'énergie).

La boucle de commande reçoit le signal d'entrée $P_{ballast0}$, qui sera additionné par la suite à la variable *marge*. La somme des deux variables est appliquée à l'entrée d'un saturateur, qui a pour rôle de ne garder que la partie positive du signal d'entrée. Le contrôleur PI joue le rôle d'un intégrateur pour donner un signal de décalage, ou biais, équivalent à la partie positive décalée. Ce biais, appelé *offsetballast* dans les simulations, agit comme une consigne supplémentaire pour les autres éléments. La différence entre $P_{ballast0}$ et *offsetballast* donne la consigne brute du ballast, $P_{ballast}$.

$$P_{ballast} = P_{ballast0} - \max(P_{ballast0} + \text{marge}) \quad (4-4)$$

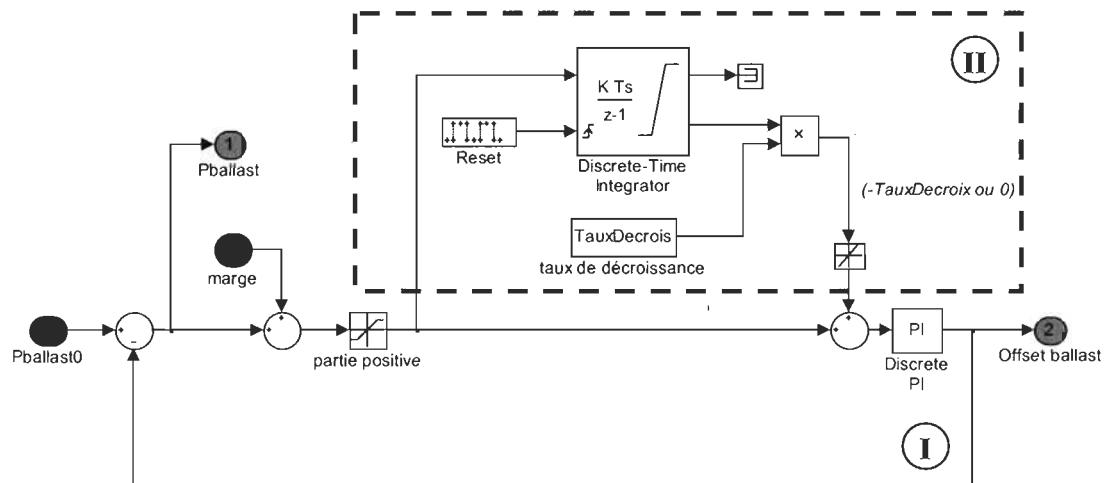
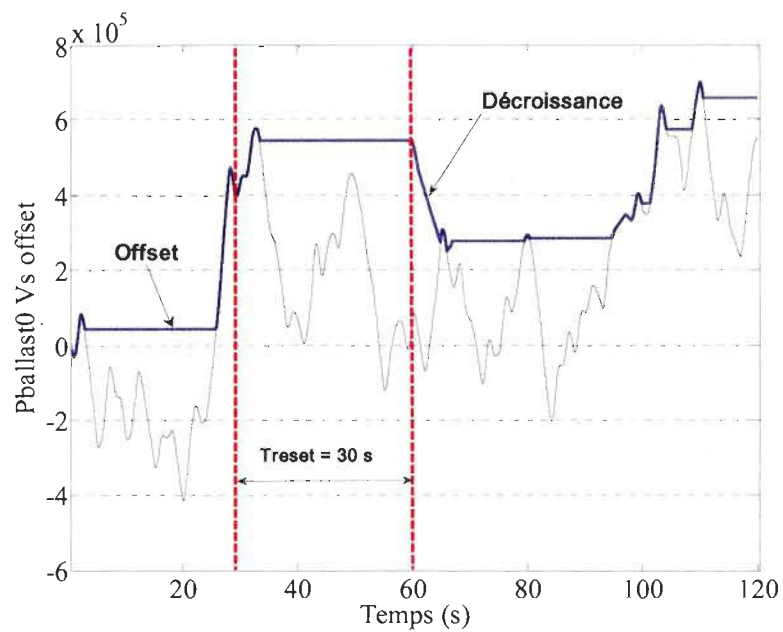


Figure 4-8. Structure du bloc de gestion de niveau de puissance du ballast

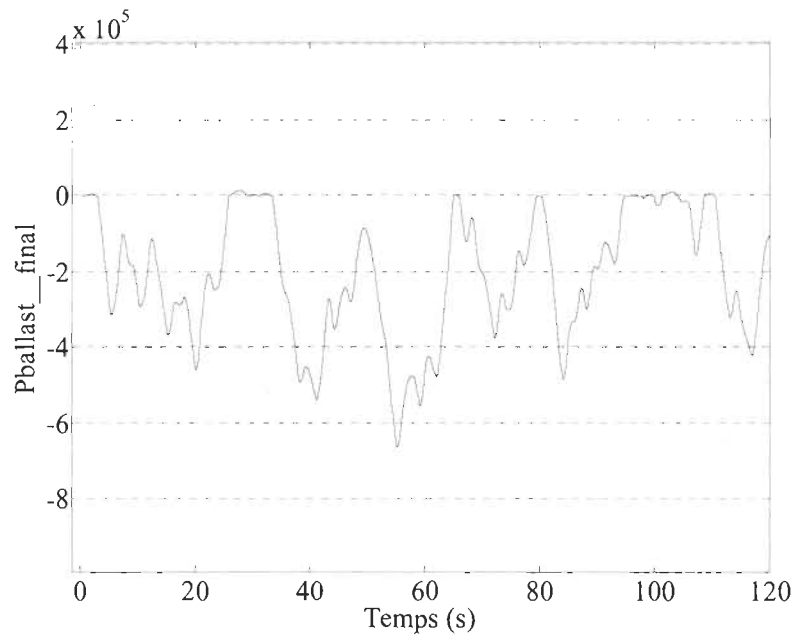
La deuxième partie du système de gestion (II) a pour rôle de limiter l'horizon de mémoire de recherche de la valeur maximale définie par la boucle (I), pour limiter la dissipation inutile par le ballast. Elle consiste à vérifier sur une période de temps T_{reset} , si la valeur du maximum calculé auparavant a changé ou non. Dans le cas où la sortie du limiteur demeure zéro (pas d'ajustement récent du maximum), on baisse le niveau de l'offset d'un pas, défini par l'utilisateur, et appelé *TauxDecrois*. On appelle cette opération,

« gestion de niveau par palier ». La période de temps T_{reset} est mise à jour en utilisant la variable *reset*. On utilise pour cela un intégrateur (avec un taux d'intégration de 1 s^{-1} , soit T_s égalant la période d'échantillonnage) et un générateur d'impulsions pour la mise à jour de la période de vérification.

Les figures, 4-9 (a) et (b), illustrent le principe de la méthode de gestion de niveau par palier. Prenons par exemple, le signal de la figure 4-9 (a) comme consigne initiale demandée au ballast, $P_{ballast0}$. Sur un intervalle total de simulation de 120 s, le bloc de gestion doit décaler les composantes positives du signal d'entrée vers le négatif en utilisant le biais calculé (*offsetballast*), et vérifier à chaque période de temps de 30 s ($T_{reset} = 30\text{ s}$), si on est en train de dissiper inutilement dans le ballast ou non. Si c'est le cas, on diminue le niveau de dissipation par un facteur de décroissance, $TauxDecrois = 5\text{ kW}$, jusqu'à ce qu'on atteigne les limites. La consigne finale ainsi obtenue, contient seulement les composantes négatives (figure 4-9 (b)), puisque les composantes positives sont transférées aux autres éléments de compensation via la variable *offsetballast*.



(a) Recherche de la valeur maximale d'un signal sur une période de temps



(b) Illustration du décalage des parties positives vers le négatif

Figure 4-9. Réponses du bloc de gestion de niveau de puissance du ballast

4.3.1.1 Gestion de la réserve de puissance (*marge*)

Parmi les scénarios de fonctionnement du système hybride, un cas particulier peut se présenter, on parle d'une situation où on est en surplus de puissance, le DG est à l'arrêt, et les batteries sont complètement chargées. Le surplus de puissance est inférieur à la marge fixée par l'utilisateur comme réserve d'énergie. Dans ce cas, si la marge demeure fixe, on peut tomber dans une situation où on ne peut pas satisfaire la marge désirée dans le ballast. Dans ce cas, la marge doit être gérée selon l'état de fonctionnement du système hybride et la quantité de puissance disponible en surplus. Une solution pour réaliser le contrôle de la marge est présentée sur la figure 4-10. Elle consiste à vérifier le mode de fonctionnement « surplus de puissance avec DG OFF et batteries complètement chargées », pour faire varier la marge. Par exemple, si la marge est fixée préalablement à 5kW, le surplus de puissance est 2 kW, le DG à OFF, et les batteries sont complètement chargées, les consignes sont donc, $P_{batt_cons} = 0$, et $P_{DG_cons} = 0$. Dans ce cas, la valeur de la marge doit être changée, et elle devient 2 kW.

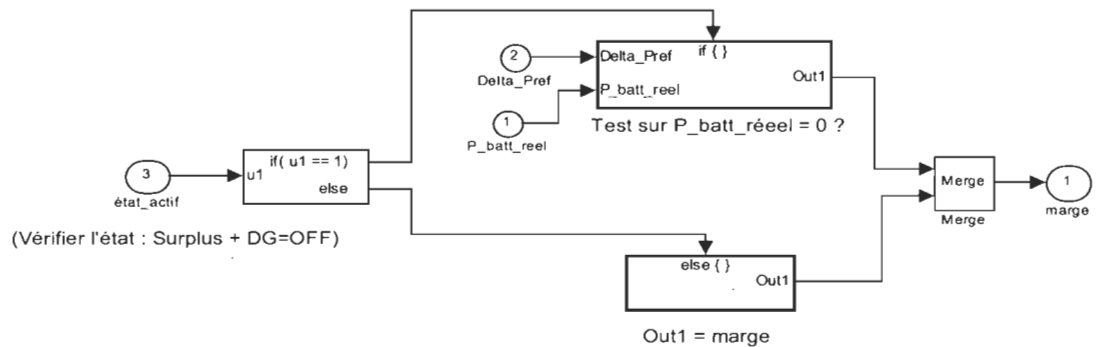
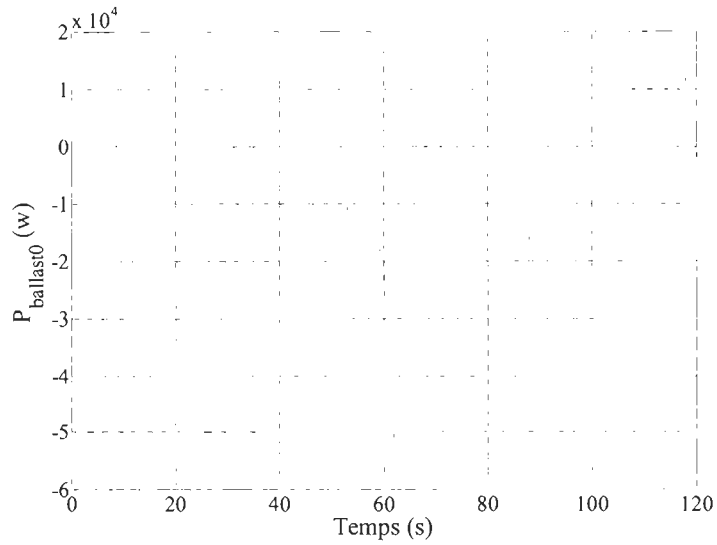
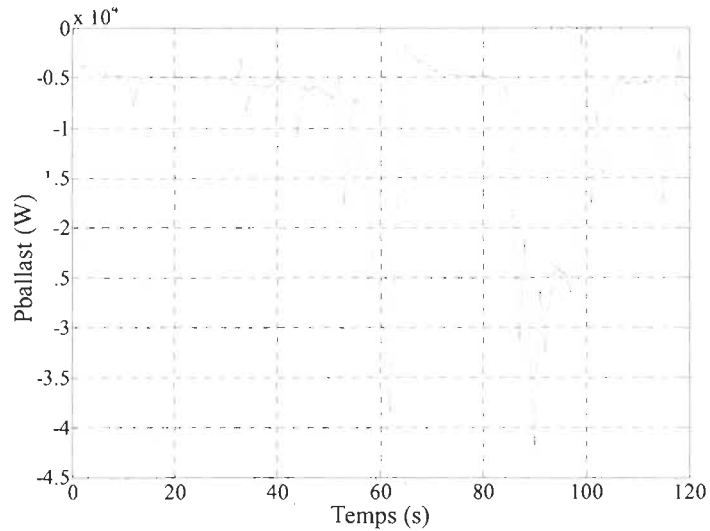


Figure 4-10. Structure du bloc de gestion de marge de puissance dans le ballast

Les figures 4-11 (a) et (b) représentent respectivement la consigne du ballast sans et avec une réserve d'énergie. L'objectif était de garder une marge fixe de 5 kW, et qui peut être variable selon le mode de fonctionnement et le surplus de puissance disponible.



(a) Réponse du ballast ($P_{ballast0}$) sans marge de puissance



(b) Réponse du ballast ($P_{ballast}$) avec marge de puissance

Figure 4-11. Réponses du bloc de gestion de la réserve de puissance (*marge*)

4.4 Application de Stateflow dans la commande et la modélisation

On peut penser que l'utilisation de Stateflow pourra apporter des représentations et des solutions intéressantes pour de tels systèmes. Stateflow est un outil de programmation graphique, qui permet d'organiser, dans un style très intuitif et élégant, la totalité de transitions entre les éléments d'un système complexe. C'est un outil de développement pour

la commande complexe et les problèmes de logique de surveillance. Le bloc Stateflow utilisé dans le présent travail, permet de superviser et de coordonner le fonctionnement du système global. Il assure d'une part une gestion de la charge et décharge des batteries selon leur état de charge, et aussi le démarrage et l'arrêt du groupe électrogène DG. Stateflow, intégré à Simulink, apporte enfin la prise en compte des aspects comportementaux et événementiels, nécessaires à la modélisation.

4.5 Modélisation des sous systèmes de compensation

Dans cette section, on définit la partie modélisation qui concerne uniquement les éléments de compensation. Les modèles utilisés sont moyennés. La description du reste des modèles du système comme le bus continu, l'onduleur et son contrôleur, incluant l'interconnexion sur le bus continu seront présentés dans l'annexe B.

Les éléments de compensation du système de production éolienne sont modélisés par des fonctions de transfert de premier ordre. La dynamique de chaque élément pour atteindre le régime permanent (le temps de stabilisation) est donnée comme suit : $T_{DG} = 1$ s pour le DG, $T_{batt} = 0.1$ s pour les batteries, et $T_{ballast} = 0.004$ s pour le ballast. Pour calculer les constantes de temps nécessaires pour les modèles des sous systèmes, on a supposé que la dynamique d'un système est égale à 5 fois sa constante de temps : $T = 5\tau$, ce qui donne les constantes de temps de ces éléments $\tau_{DG} = 0.2$ s, $\tau_{batt} = 0.02$ s, $\tau_{ballast} = 0.0008$ s.

$$\text{DG : } \frac{1}{1 + \tau_{DG}s} \quad (4-5)$$

$$\text{Batterie : } \frac{1}{1 + \tau_{batt}s} \quad (4-6)$$

$$\text{Ballast : } \frac{1}{1 + \tau_{ballast}s} \quad (4-7)$$

Les entrées du modèle du DG sont la puissance de consigne du DG et la tension du bus continu (figure 4-12). En sortie on trouve le courant et la puissance fournis par le DG.

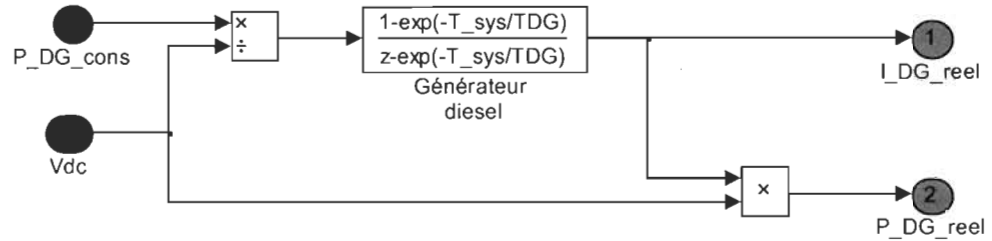


Figure 4-12. Modèle du groupe électrogène diesel

Les entrées dans le modèle des batteries sont la puissance de consigne des batteries et la tension du bus continu (figure 4-13). En sortie on trouve le courant et la puissance fournis par les batteries.

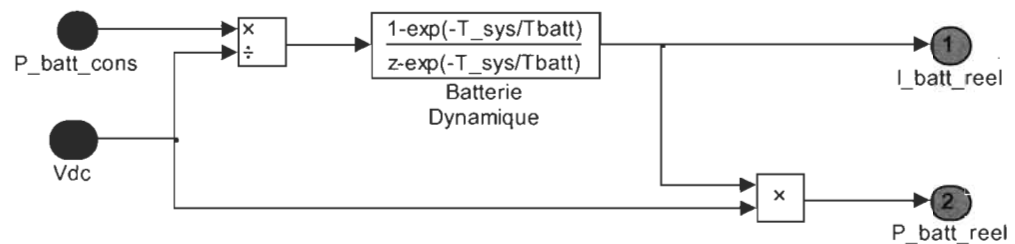


Figure 4-13. Modèle de la batterie

Les entrées dans le modèle du ballast sont la puissance de consigne du ballast et la tension du bus continu (figure 4-14). En sortie on trouve le courant de référence et la puissance dissipée par le ballast.

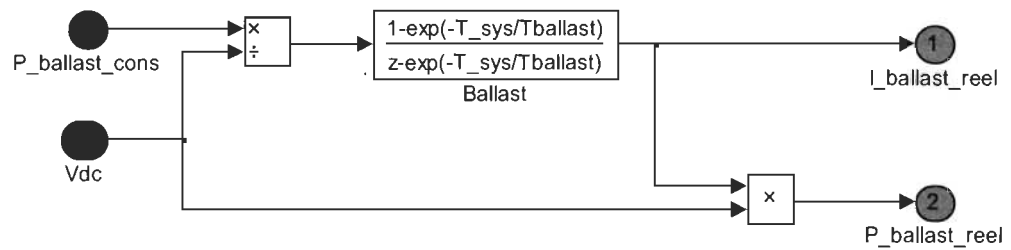


Figure 4-14. Modèle du ballast

4.6 Implémentation des stratégies de contrôle au moyen de Matlab / Simulink / Stateflow

L'association des différentes parties citées précédemment constitue la structure globale de stratégie de gestion. La figure 4-15 illustre le schéma bloc sous Simulink de la stratégie de gestion. Les points de mesure sont relevés aux niveaux des consignes finales, des sorties réelles des éléments, DG, batteries et ballast, de l'erreur entre la puissance fournie par l'éolienne et la puissance demandée par le réseau (charge). Le schéma complet du système de production hybride est présenté en annexe B : modèle de l'éolienne, modèle de l'onduleur, du bus continu. Le temps de rafraîchissement du bloc Stateflow est de 1ms.

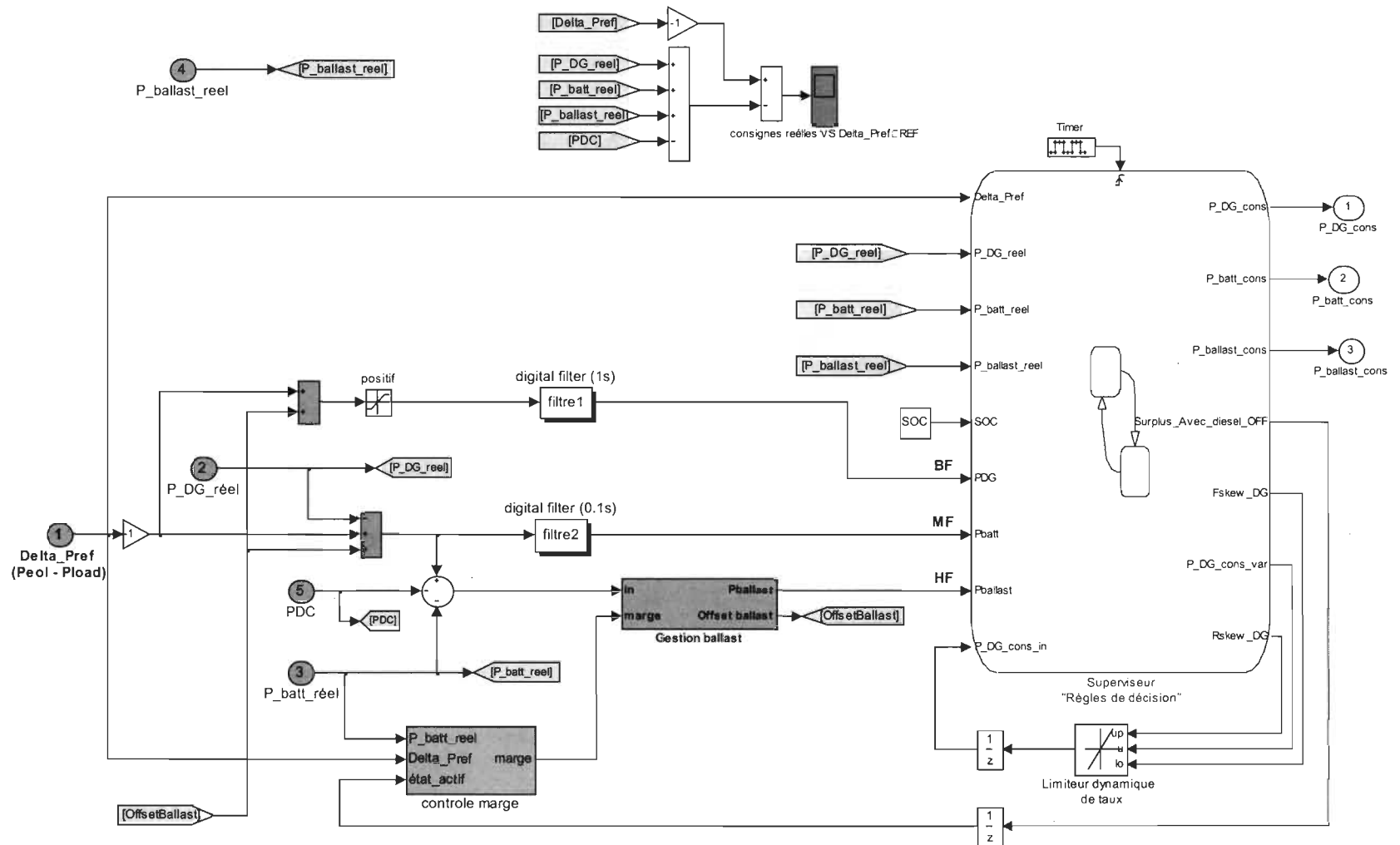


Figure 4-15. Structure globale de la stratégie de gestion des consignes de puissance

4.7 Conclusion

L'objectif de ce chapitre était de présenter la modélisation et les stratégies de commande développées pour la gestion du système hybride.

Nous avons vu en premier temps les modèles comportementaux des éléments DG, batterie, et ballast. Ensuite les lois de commande pour la génération des consignes initiales et finales, et finalement la structure globale de la stratégie sous Matlab/Simulink/Stateflow. Les modèles utilisés dans le système sont moyennés.

Dans un deuxième temps, nous avons intégré un modèle de gestion du ballast et un modèle pour la gestion de la réserve d'énergie demandée, pour assurer la cohérence du fonctionnement général du système hybride.

En guise de validation de ces modèles, des simulations seront présentées dans le chapitre suivant.

Chapitre 5 - Simulation et résultats

Le logiciel Matlab-Simulink est utilisé comme plate-forme de simulation. La modélisation du système hybride est développée avec des modèles moyennés, voir annexe B. Le pas d'intégration est fixé à 1 ms. La capacité de la batterie est évaluée par son état de charge qui varie entre deux limites (SOC_{min} et SOC_{max}). Les seuils utilisés pour définir le taux de déficit ou surplus de puissance sont définis comme suit :

Pdf_{min} : limite minimale du déficit de puissance ; lorsque le déficit de puissance est inférieur ou égal à cette limite, alors on considère qu'on a un petit déficit de puissance.

Pdf_{max} : limite maximale du déficit de puissance ; lorsque le déficit de puissance varie entre cette limite et le Pdf_{min} , alors on considère qu'on a un grand déficit de puissance.

Psp_{min} : limite minimale du surplus de puissance ; lorsque le surplus de puissance est inférieur ou égal à cette limite, alors on considère qu'on a un petit surplus de puissance.

Psp_{max} : limite maximale du surplus de puissance ; lorsque le surplus de puissance varie entre cette limite et le Psp_{min} , alors on considère qu'on a un grand surplus de puissance.

Afin de valider les simulations et de disposer des résultats permettant d'évaluer la qualité du modèle de gestion réalisé, et le principe de l'approche adoptée, on a utilisé des données théoriques disponibles qui devraient correspondre à des valeurs réelles, pour

simuler le comportement de notre stratégie de gestion. Par exemple, sur une période de simulation de 120 s, on a utilisé 20 s pour simuler le temps de 30 min pour lequel le DG doit rester actif. Le tableau 5.1 présente l'ensemble des valeurs utilisées pour les simulations.

Tableau 5.1. Description des variables utilisées par Stateflow

Variable et valeur	Description
Paramètres Stateflow	
$Min = 30$	niveau bas (<i>low</i>) de SOC en pourcentage
$MinE = 50$	niveau moyen (medium) de SOC en pourcentage
$Max = 70$	niveau haut (<i>high</i>) de SOC en pourcentage
$Pdf_min = -30*1000$	déficit de puissance minimal = -30 kW
$Pdf_max = -80*1000$	déficit de puissance maximal = -80 kW
$Psp_min = 80*1000$	surplus de puissance minimal = 80 kW
$Psp_max = 100*1000$	surplus de puissance maximal = 100 kW
$T_fct = 20$	temps pendant lequel le DG doit rester actif (20 s pour la simulation, 30 minutes serait plus réaliste en pratique)
$eps = 3*1000$	valeur du seuil de l'hystérésis, $eps = 3$ kW, pour éviter le changement d'état fréquent entre les modes déficit et surplus.
Bloc de gestion du ballast	
$Treset = 30\ s$	période de recherche de maximum de puissance pour la marge de puissance du ballast.
$TauxDecrois = 5\ kW$	facteur utilisé pour diminuer la dissipation du ballast si aucune dissipation ne lui est demandée pendant le temps <i>Treset</i> .
$Ti = 3.5\ s$	constante de temps intégrale du régulateur PI
$kp = 0.1$	gain proportionnel du régulateur PI

5.1 Scénarios de test

Pour valider les lois de commande de la stratégie de gestion et du fonctionnement global de la chaîne de conversion éolienne, on procède aux simulations avec deux scénarios

de fonctionnement. Dans le premier scénario on utilise un vent fixe et une charge variable, et dans le deuxième scénario on utilise un vent variable et une charge fixe.

5.1.1 Scénario n°1 : vitesse de vent fixe et profil de charge variable

Dans le premier scénario, le profil de vent appliqué sur l'éolienne est constant et fixé à 12 m/s (figure 5-1), ce qui donne une puissance éolienne fixe, après la phase de démarrage (figure 5-2). Cette puissance sera comptabilisée positivement, car on a considéré l'éolienne comme une source et la convention de signe associée à une source qui produit de l'énergie est positive.

Le profil de la puissance demandée par la charge est variable, avec des composantes hautes fréquences sur le signal (figure 5-2). La différence de puissance, $\Delta Pref$, va dans les éléments de stockage ou de compensation (figure 5-3). La période des signaux est de 120 s. Pendant cette période, on peut faire sortir les différents états possibles de $\Delta Pref$ qui peuvent arriver au cours d'une journée de fonctionnement, par exemple, un surplus (faible ou élevé) ou un déficit (faible ou élevé).

La figure 5-2 montre l'évolution de la puissance électrique produite par l'éolienne P_{eol} et la consigne puissance demandée par la charge P_{res*} . La partie négative de la puissance éolienne sur la figure représente la phase de démarrage de l'éolienne.

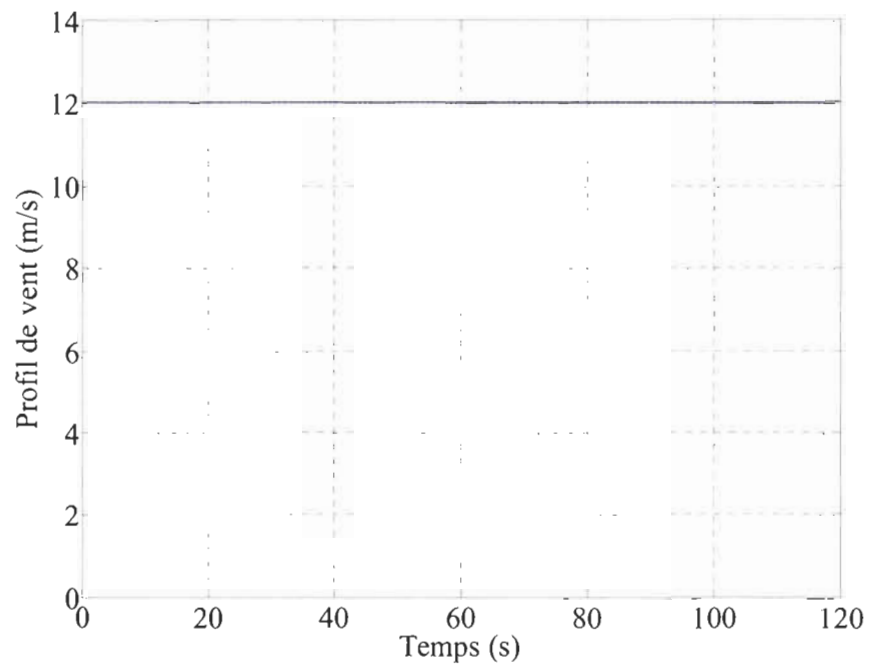


Figure 5-1. Profil de vent appliqué (scénario n°1)

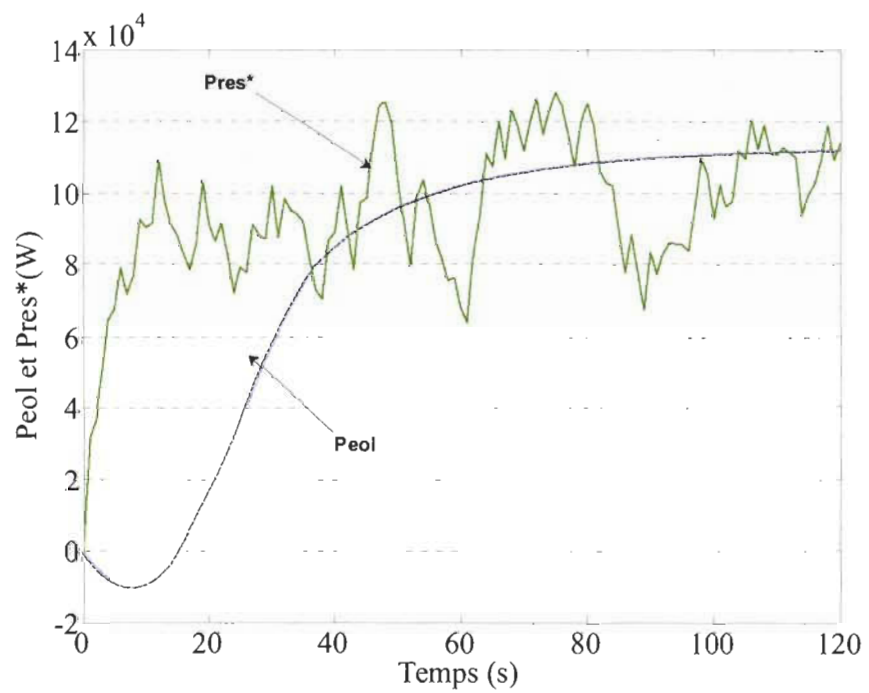


Figure 5-2. Puissance électrique produite Pe_{ol} et consigne de puissance réseau demandée $Pres^*$ (scénario n°1)

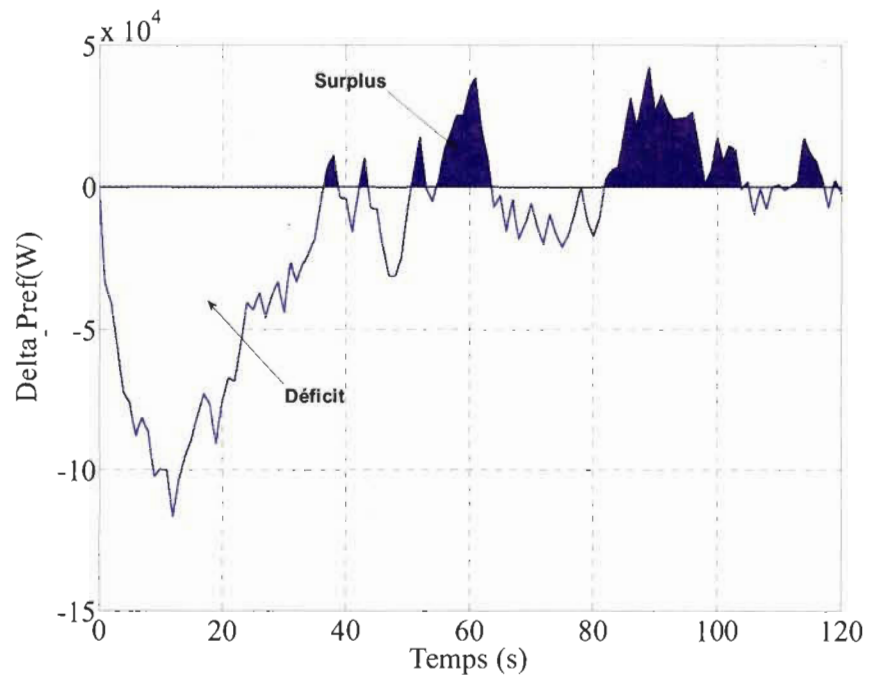


Figure 5-3. $\Delta Pref$, puissance de référence des éléments de stockage et de compensation (scénario n°1)

5.1.2 Scénario n°2 : profil de puissance fournie par l'éolienne variable et puissance demandée par la charge fixe

Pour valider le deuxième scénario, nous avons appliqué à la turbine un profil de vent variable autour de 13 m/s avec des pointes allant jusqu'à 17 m/s (figure 5-4), ce qui génère une puissance éolienne variable. Le profil de charge dans ce cas est fixe, et il reflète une demande constante de puissance par la charge. La figure 5-5, montre l'évolution de la puissance éolienne P_{eol} et la puissance demandée par la charge P_{res} . La différence de puissance, $\Delta Pref$, va dans les éléments de compensation (figure 5-6). De la même manière que pour le premier scénario, nous avons tracé les différentes courbes de simulation pour valider notre stratégie de gestion.

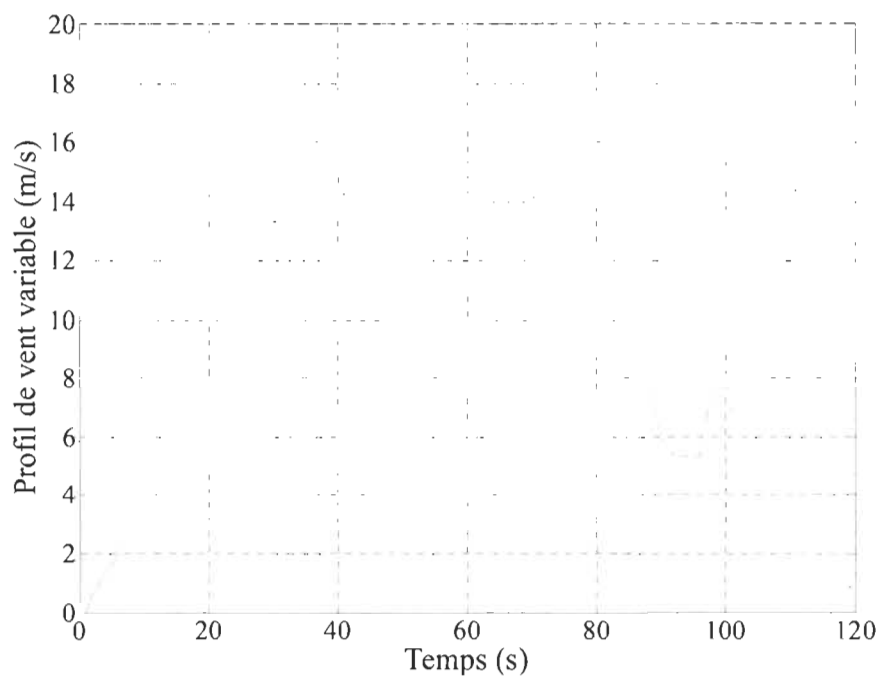


Figure 5-4. Profil de vent appliqué (scénario n°2)

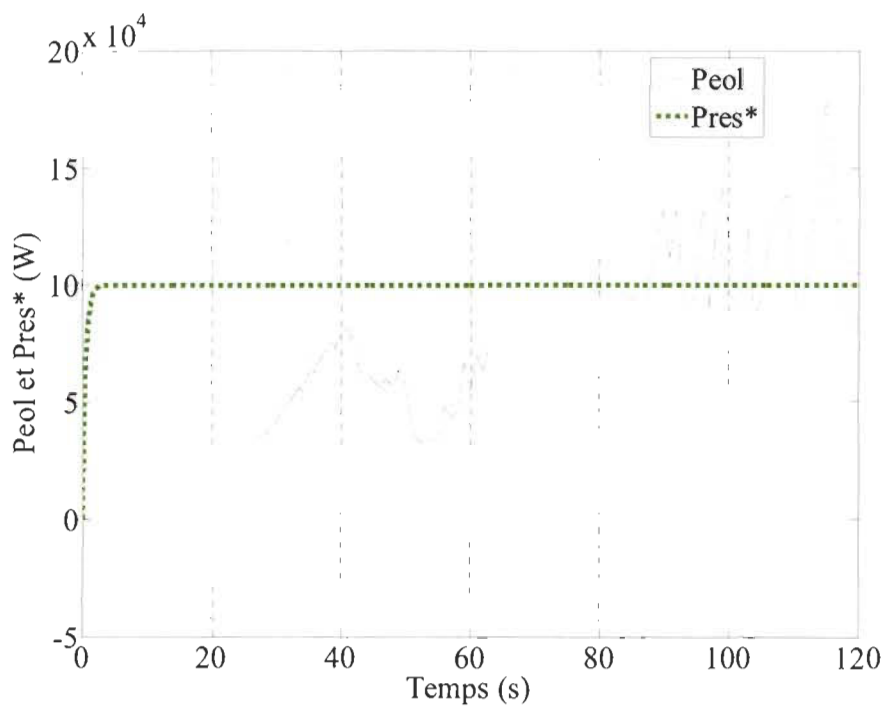


Figure 5-5. Puissance électrique produite P_{eol} et consigne de puissance réseau demandée P_{res*} (scénario n°2)

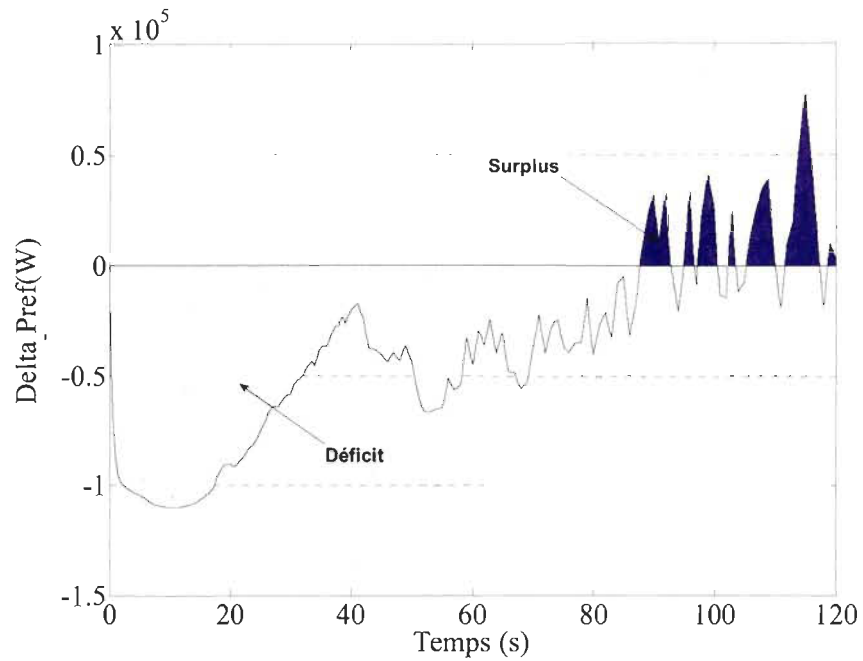


Figure 5-6. $\Delta Pref$, puissance de référence des éléments de stockage et de compensation (scénario n°2)

5.2 Résultats de simulation

Nous avons étudié le système hybride sous une tension du bus continu de 800V. Le contrôle de la tension du bus continu est assuré par un contrôleur de puissance fournie au réseau (commande de l'onduleur). Dans cette partie nous allons appliquer les deux scénarios cités précédemment sur trois conditions d'opération : le premier cas avec *SOC* variable et *marge* constante, le deuxième cas avec *SOC* variable et *marge* variable, et le dernier cas avec *SOC* constant, *high* ou *low* et *marge* constante. Dans cette partie, quelques résultats de simulation obtenus sous Matlab/Simulink/Stateflow sont présentés. Le tableau 5.2 résume les différentes conditions de simulation. L'analyse des résultats a pour but de faire ressortir les principaux points de chaque combinaison de simulation.

Tableau 5.2. Identification des cas d'étude pour les 2 scénarios de simulation

		(1)	(2)
		Scénario n°1 (vent fixe, charge variable)	Scénario n°2 (vent variable, charge fixe)
(a)	<i>SOC</i> variable et <i>marge</i> = 5 kW	a-1	a-2
(b)	<i>SOC</i> variable et <i>marge</i> = variable	b-1	b-2
(c)	<i>SOC low</i> et <i>marge</i> = 5 kW <i>SOC high</i> et <i>marge</i> = 5 kW	c-1	c-2

5.2.1 *SOC variable et marge constante = 5 kW*

Pour simuler l'état de charge variable des batteries, on a choisi comme profil de *SOC* un signal qui reflète les différents états possibles de la batterie, qu'elle soit pleinement chargée, *high*, à un état moyen, *medium*, ou presque vide, *low* (figure 5-7). Ce profil nous aide à valider les différentes interactions entre les états dans la stratégie de gestion. Les valeurs pour les seuils de l'état de charge sont définies en pourcentage, c.-à-d., *low* : $0 \leq SOC \leq 30\%$, *medium* : $30\% < SOC \leq 50\%$, et *high* : $50\% < SOC \leq 100\%$. La marge utilisée dans le bloc de gestion du niveau du ballast est égale à 5 kW.

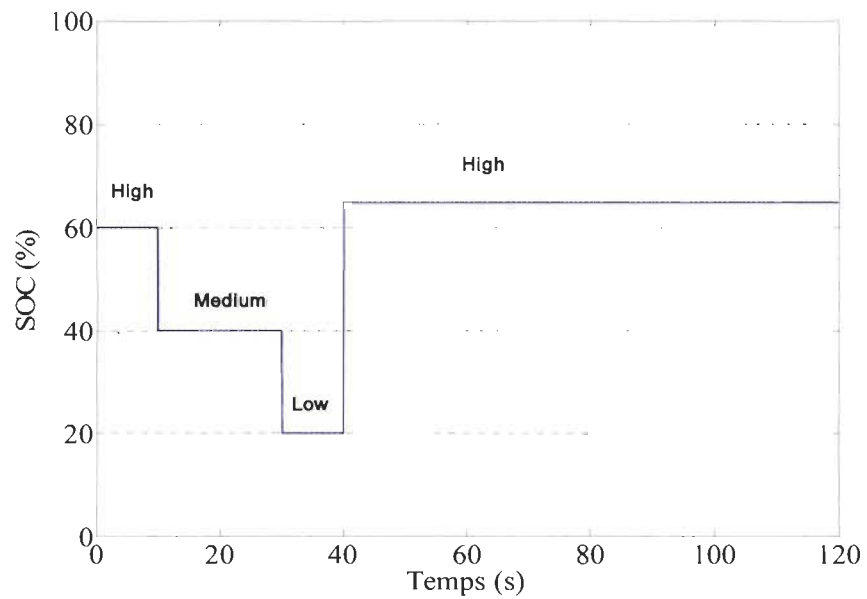


Figure 5-7. Profil de l'état de charge dans une batterie

5.2.1.1 Résultat pour le scénario n°1

La figure 5-8, montre la tension dans le bus continu.

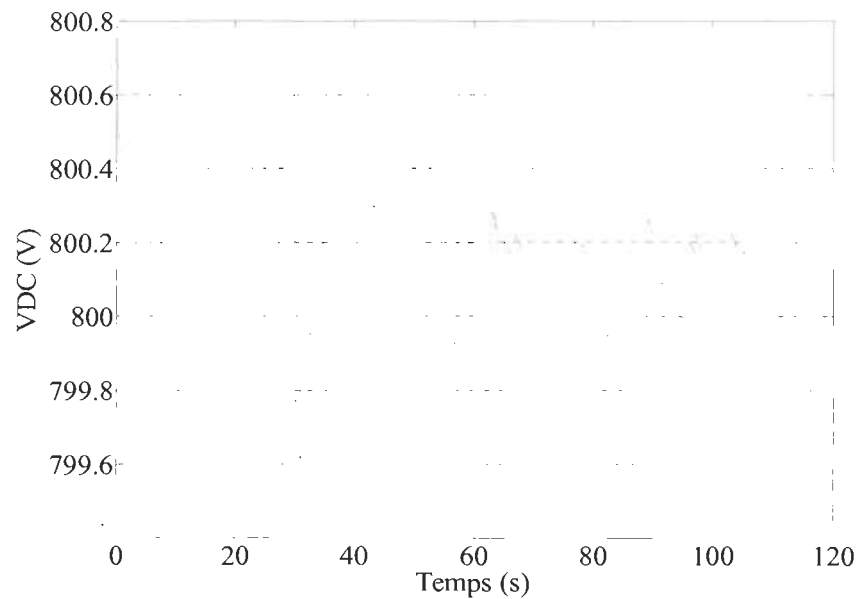
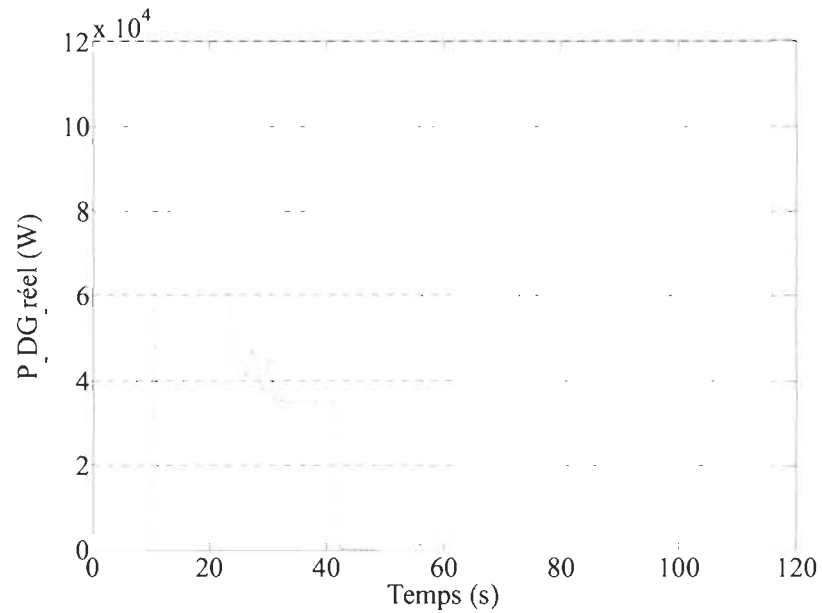
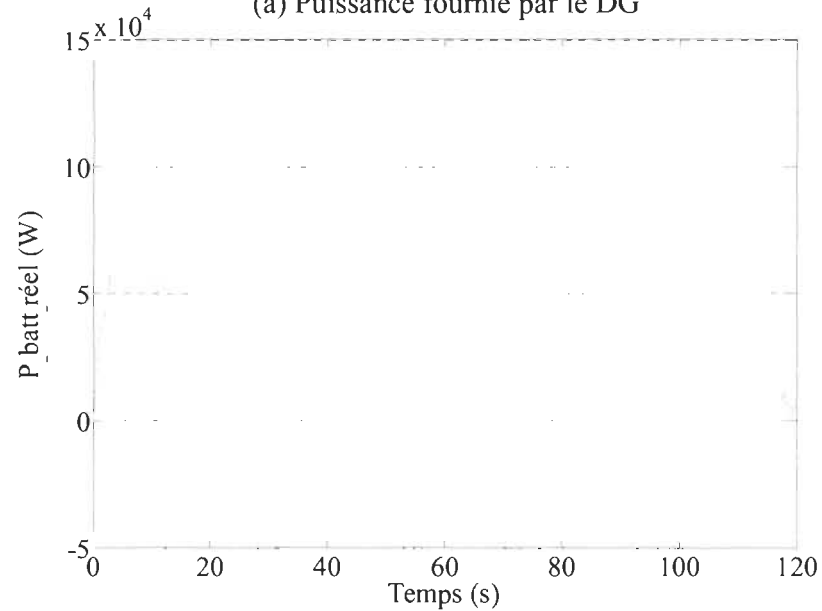


Figure 5-8. Tension du bus continu (condition a-1 : vent fixe et charge variable avec *SOC* variable et *marge* = 5 kW)

Les figures 5-9 (a), (b) et (c), montrent l'évolution de la puissance fournie ou absorbée par chaque élément de compensation ou de stockage.

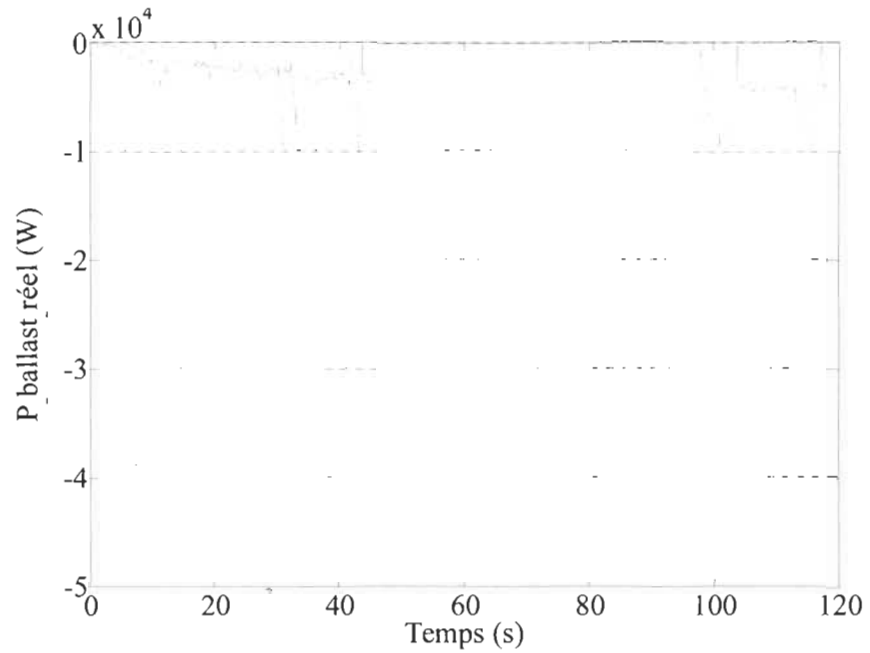


(a) Puissance fournie par le DG



(b) Puissance fournie ou absorbée par la batterie

Figure 5-9. Évolution de la puissance de chaque élément de compensation ou de stockage (condition a-1 : vent fixe et charge variable avec SOC variable et $marge = 5$ kW)



(c) Puissance dissipée par le ballast

Figure 5-9. (suite)

5.2.1.2 Résultat pour le scénario n°2

Selon la même procédure que le premier scénario, et sous les mêmes conditions de fonctionnement pour l'état de charge et les paramètres du modèle de gestion du ballast, nous allons présenter les résultats de simulation pour le deuxième scénario. La figure 5-10 montre la tension dans le bus continu.

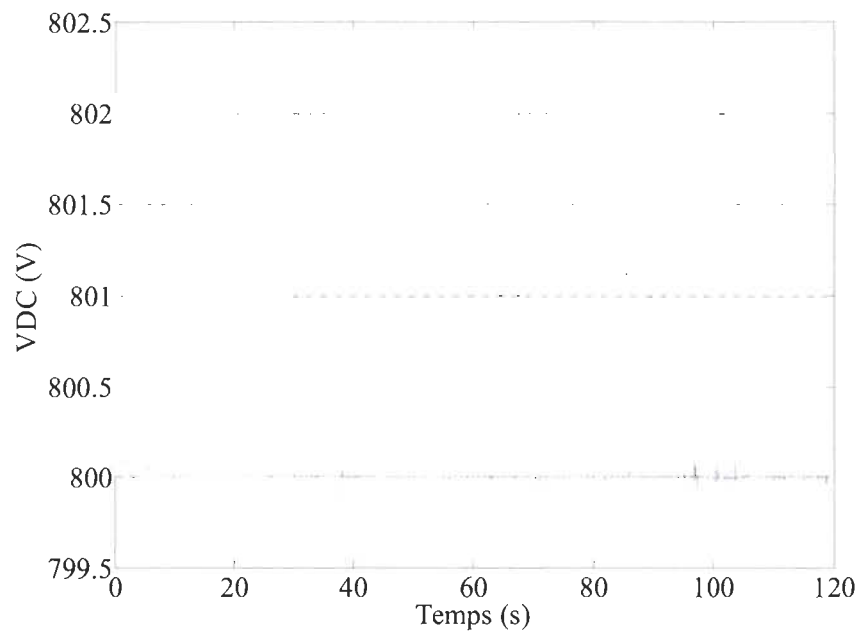
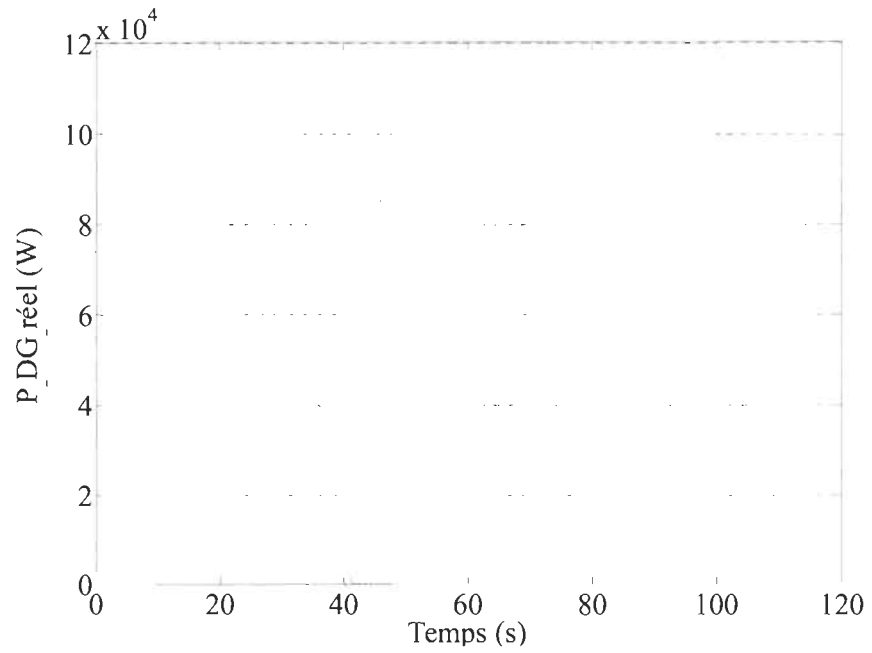
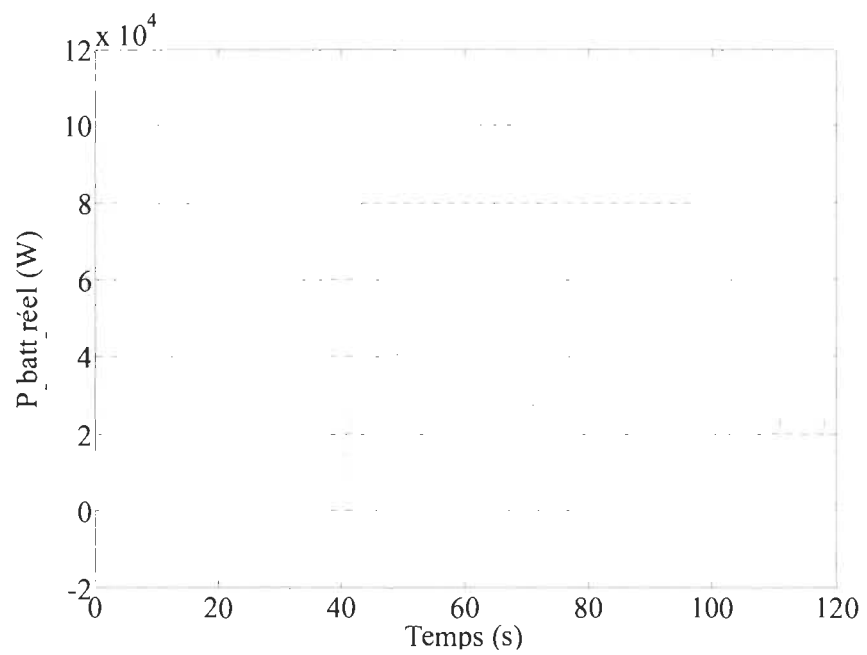


Figure 5-10. Tension du bus continu (condition a-2 : vent variable et charge fixe avec *SOC* variable et *marge* = 5 kW)

Les figures 5-11 (a), (b), et (c), montrent l'évolution de la puissance fournie ou absorbée par chaque élément de compensation ou de stockage, (condition a-2).

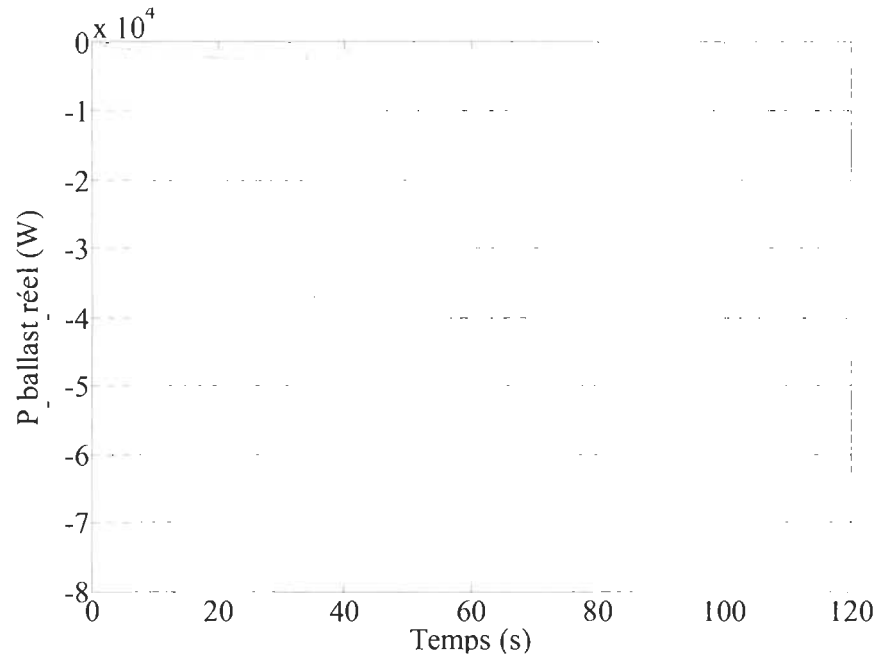


(a) Puissance fournie par le DG



(b) Puissance fournie ou absorbée par la batterie

Figure 5-11. Évolution de la puissance de chaque élément de compensation ou de stockage (condition a-2 : vent variable et charge fixe avec *SOC* variable et *marge* = 5 kW)



(c) Puissance dissipée par le ballast

Figure 5-11. (Suite)

5.2.1.3 Analyse des résultats pour les conditions a-1 et a-2

Les résultats des simulations de la condition (a-1), montrent les modes de fonctionnement des éléments du système auxiliaire, soit DG seul, batteries seules, ou les deux ensembles, selon l'état de charge des batteries et la quantité de déficit ou surplus de puissance. Par exemple, dans l'intervalle [0 s-10 s], on a un déficit de puissance élevé et un état de charge des batteries *high*, alors, le DG est OFF et les batteries seules permettent de compenser le déficit de puissance jusqu'à ce que le *SOC* devienne *medium*, puis *low*, [10 s-40 s]; dans ce cas le DG démarre pour prendre la relève à la place des batteries, pour une durée de 40 secondes. Ce temps est une approximation, de son temps réel de fonctionnement (30 minutes). Toutefois, on voit sur la figure 5-9 (b) que les batteries ne sont pas totalement à OFF, et cela s'explique, soit que le DG est en train d'alimenter les batteries comme charge minimale (partie négative de la courbe) lorsque le déficit est faible,

ou que les batteries sont en train de compenser les fluctuations de puissance à court terme (partie positive de la courbe). La tension du bus continu, varie autour de la valeur de consigne 800V et n'est pas affectée significativement par la stratégie de gestion.

Le ballast est toujours opérationnel pour garder une marge de puissance de 5 kW via le bloc de gestion du ballast pour maintenir la qualité de la puissance transmise. Ce dernier commande une prédiction de puissance plus grande afin que la consigne de puissance du ballast soit toujours négative (permet de décaler la partie positive, que le ballast ne peut pas fournir, vers le négatif). La figure 5-12 montre le biais (*Offsetballast*), généré par le bloc de gestion du ballast.

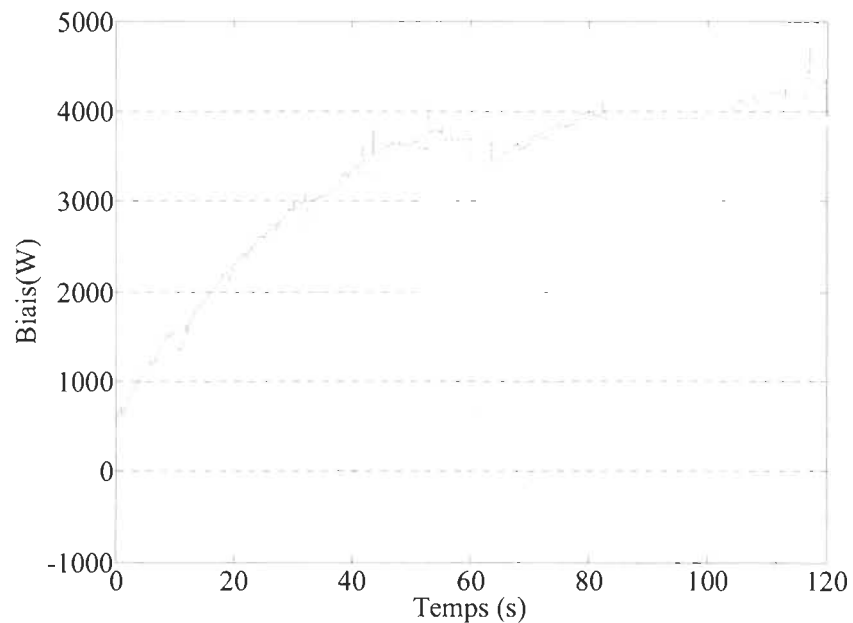
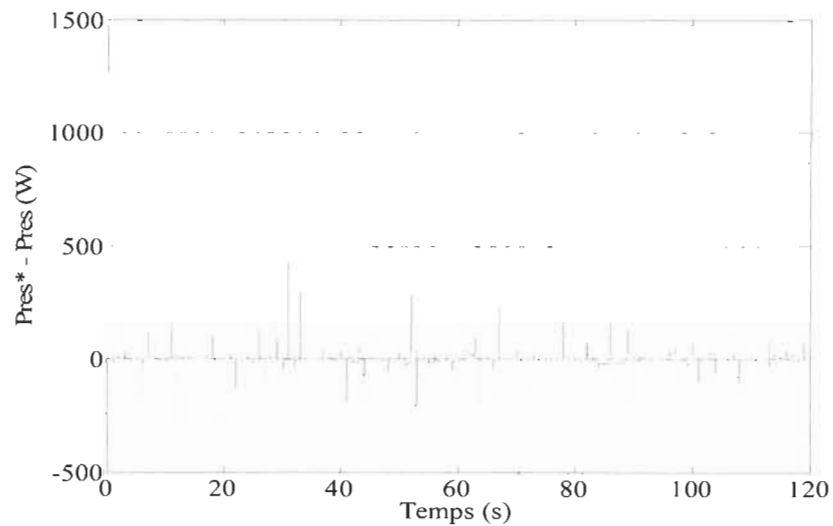


Figure 5-12. Biais (*Offsetballast*) généré par le bloc de gestion du ballast

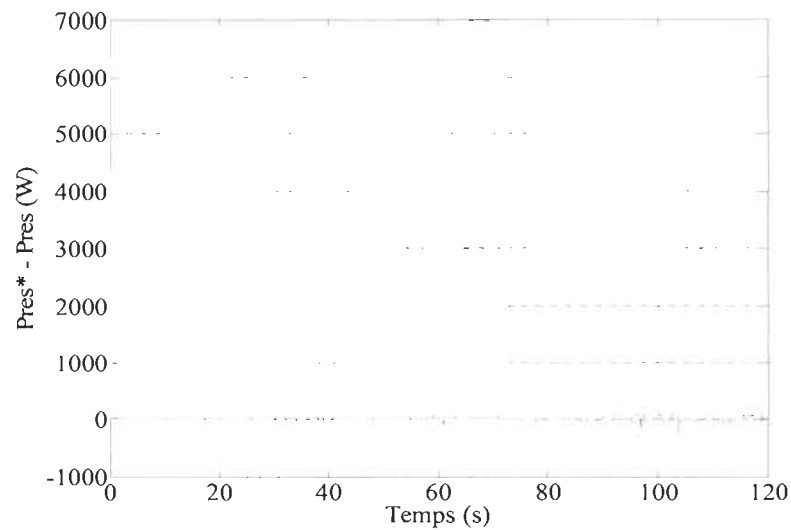
En ce qui concerne le scénario 2, on peut faire les mêmes remarques au niveau du bus continu et la participation des éléments du système auxiliaire à stocker ou à compenser les fluctuations de puissance.

Pour évaluer la qualité de puissance transmise vers le réseau (charge), on a tracé l'erreur entre la puissance transmise vers le réseau P_{res} , et la consigne de puissance demandée P_{res}^* (figures 5-13 (a) et (b)). On voit que l'écart est minime et les perturbations qui apparaissent sont dues à la dynamique des composants. Cependant, le choix des paramètres du contrôleur du bloc de gestion du ballast influe significativement sur la qualité de puissance transmise. D'une part un contrôleur très rapide réagit instantanément à la variation de puissance, et peut générer un biais (*Offsetballast*) sur une pointe de puissance. D'autre part, un contrôleur très lent sous-estime la valeur du biais qui doit être compensé par les autres éléments.



(a) Écart de puissance entre P_{res} et P_{res}^* (condition a-1)

Figure 5-13. Écart entre la puissance demandée et la puissance fournie pour les conditions a1 et a2



(b) Écart de puissance entre P_{res} et P_{res*} (condition a-2)

Figure 5-13. (suite)

En ce qui concerne le scénario 2, on constate les mêmes remarques au niveau du bus continu et la participation des éléments du système auxiliaire à stocker ou à compenser les fluctuations de puissance. L'écart entre la puissance transmise vers le réseau P_{res} et la consigne demandée par le réseau P_{res*} est représenté sur la figure 5-14.

Toutefois, on remarque dans l'intervalle [90 s -120 s], des variations rapides dans la puissance absorbée par le ballast, et cela à cause du changement rapide de mode entre déficit et surplus de puissance, ou encore entre stockage et compensation de puissance. Le *SOC* est *high*, et le DG est OFF, seules les batteries et le ballast sont en opération. La figure 5-14, montre le biais (*Offsetballast*), généré par le bloc de gestion du ballast.

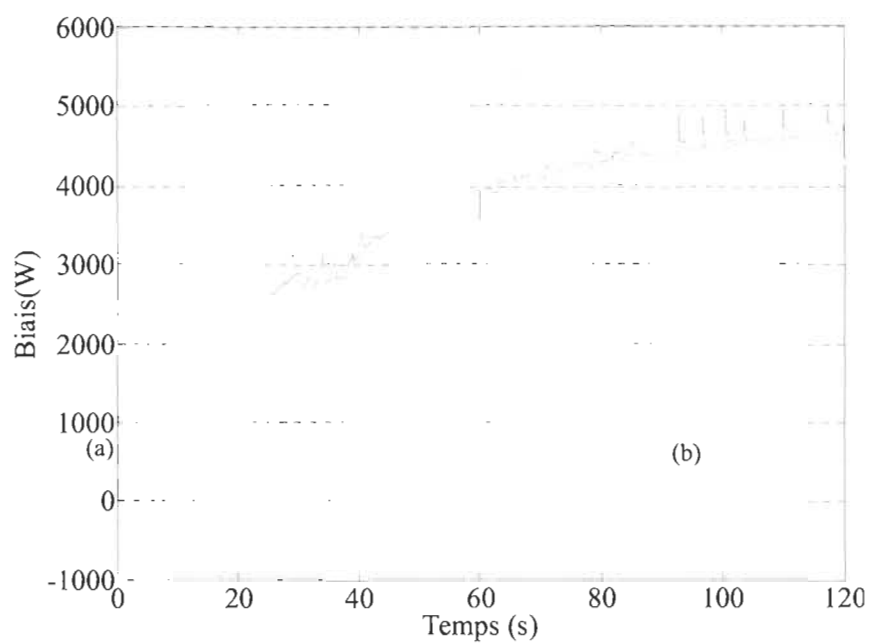


Figure 5-14. Consigne $P_{ballast0}$ et biais ($Offset_{ballast}$) du bloc de gestion de ballast

5.2.2 SOC variable et marge = 0 kW, 2 kW, et 10 kW

Dans ce cas, SOC est le même que le premier cas (figure 5-7). La variable *marge* dans le bloc de gestion du niveau du ballast prend les valeurs suivantes : 0 kW, 2 kW et 10 kW.

5.2.2.1 Résultat pour le scénario n°1

La figure 5-15 montre la tension dans le bus continu.

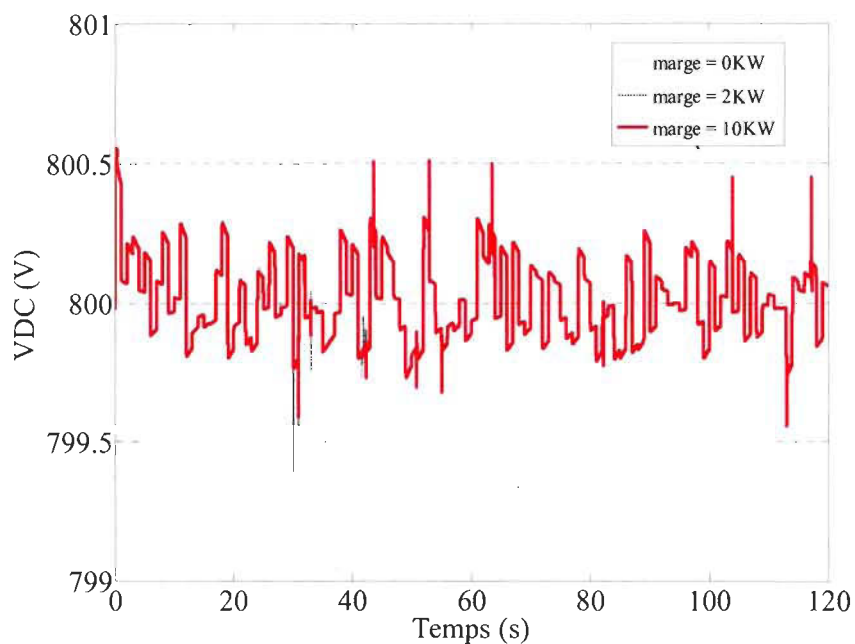
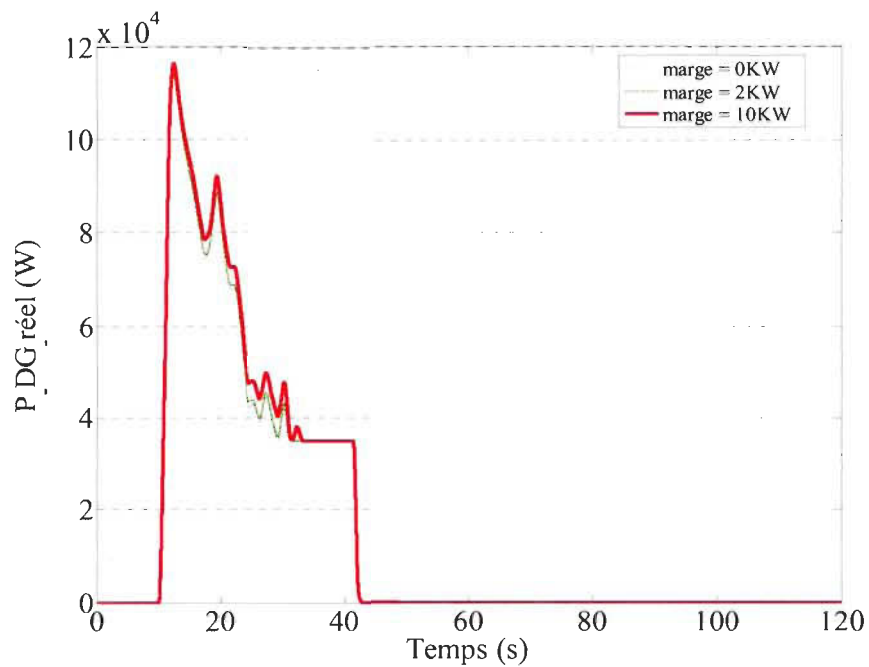
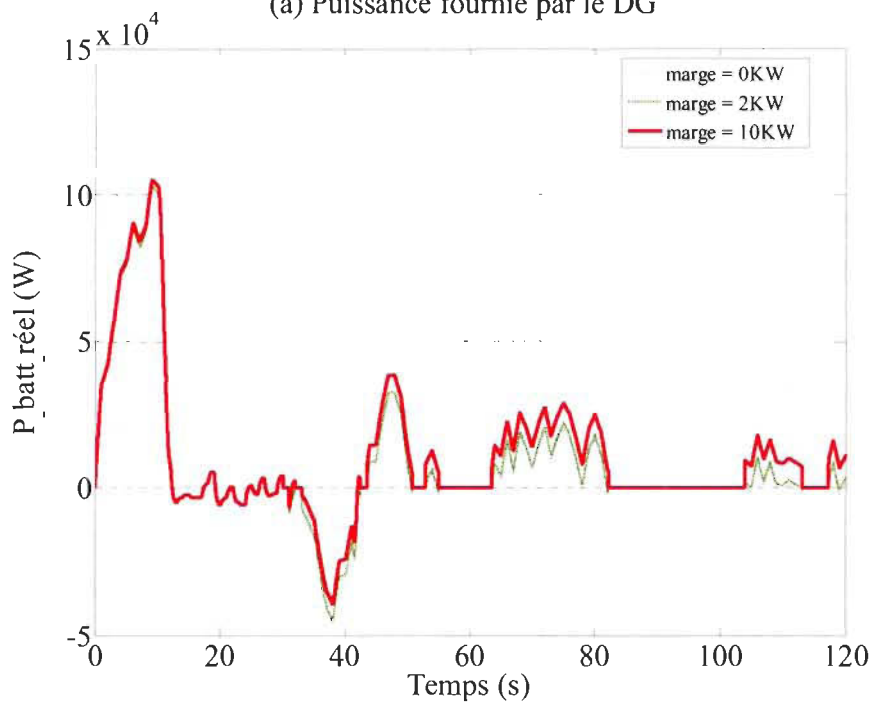


Figure 5-15. Tension dans le bus continu (condition b-1 : vent fixe et charge variable avec *SOC* variable et *marge* variable)

Les figures 5-16 (a), (b) et (c), montrent l'évolution de la puissance fournie ou absorbée par chaque élément de compensation ou de stockage (condition b-1).

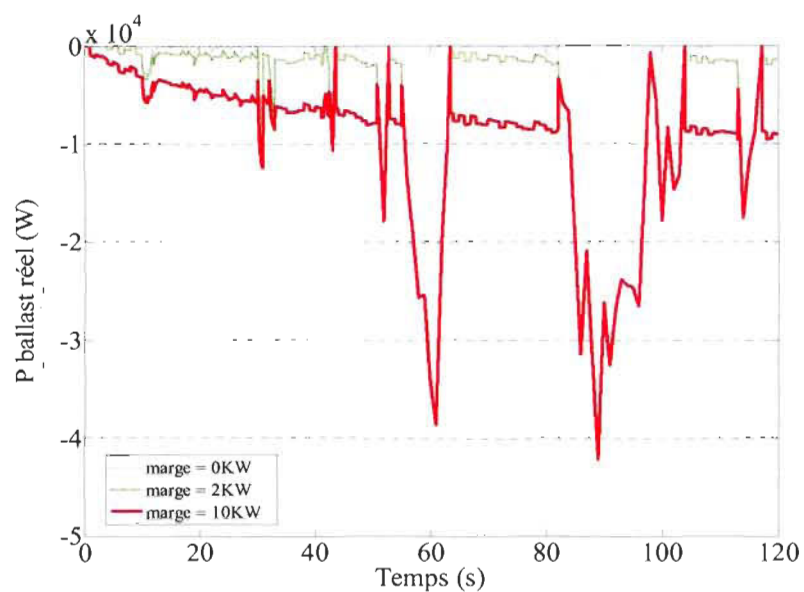


(a) Puissance fournie par le DG



(b) Puissance fournie ou absorbée par la batterie

Figure 5-16. Évolution de la puissance de chaque élément de compensation ou de stockage (condition b-1 : vent fixe et charge variable avec *SOC* variable et *marge* variable)



(c) Puissance dissipée par le ballast

Figure 5-16. (suite)

5.2.2.2 Résultat pour le scénario n°2

La figure 5-17 montre la tension dans le bus continu.

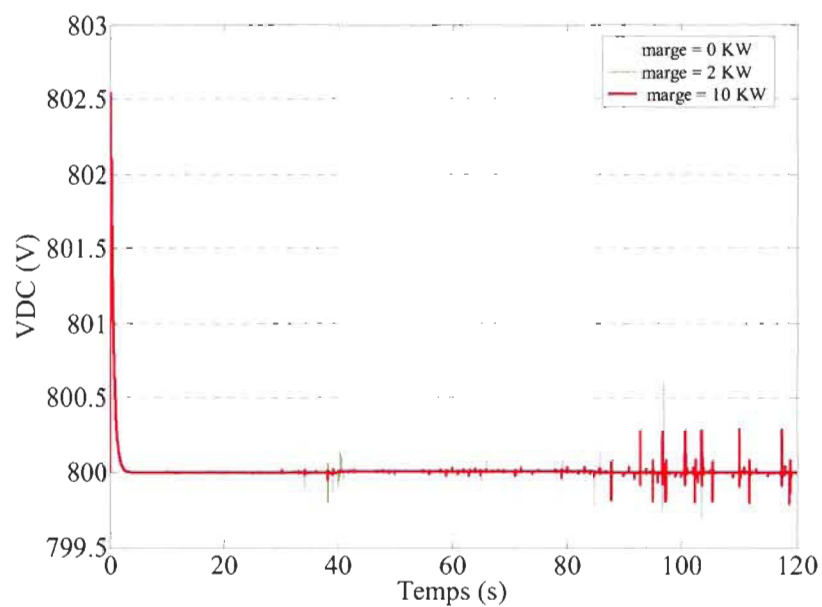
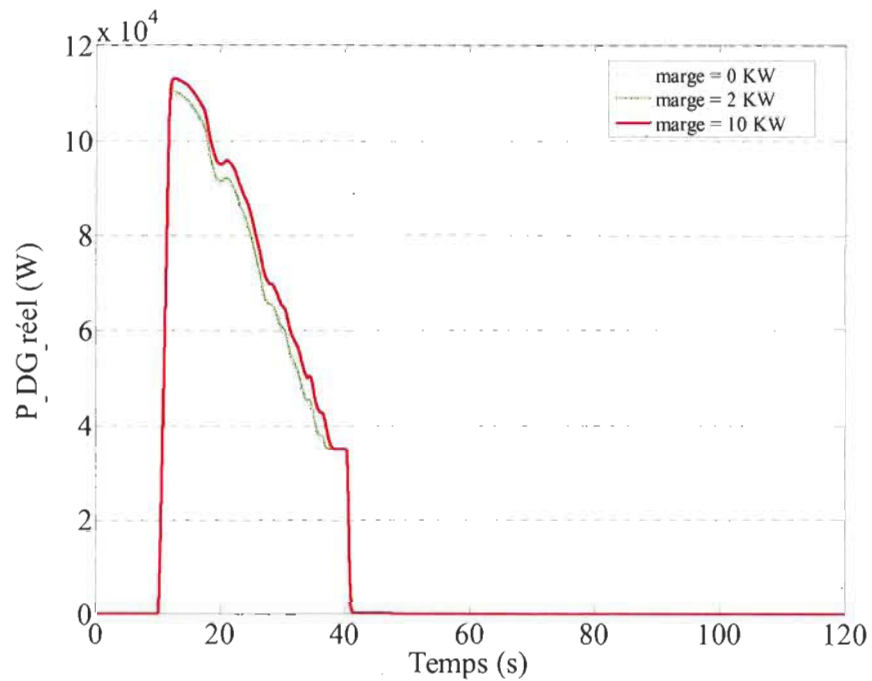


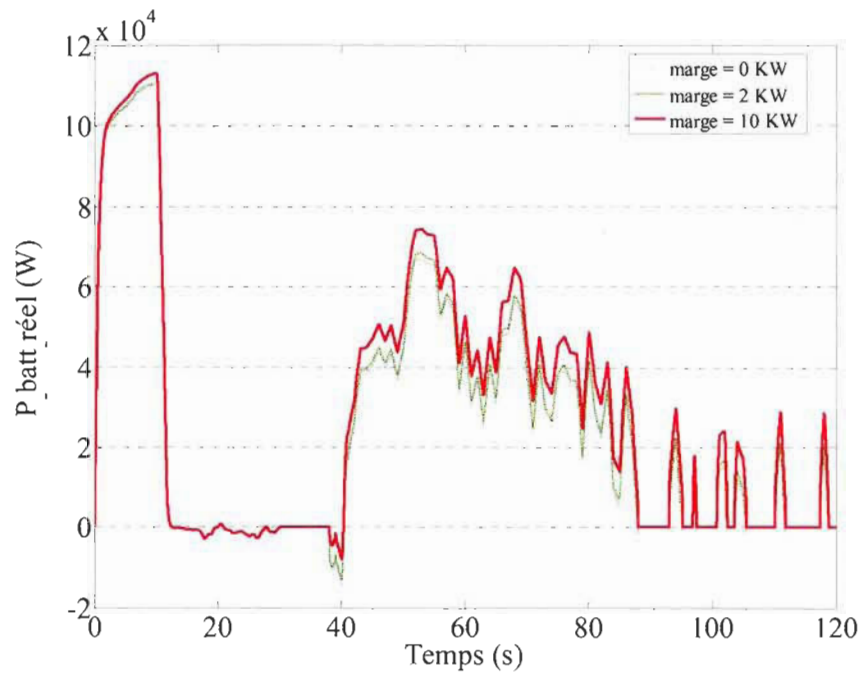
Figure 5-17. Tension dans le bus continu (condition b-2 : vent variable et charge fixe avec SOC variable et marge variable)

Les figures 5-18 (a), (b) et (c), montrent l'évolution de la puissance fournie ou absorbée par chaque élément de compensation ou de stockage (condition b-2).

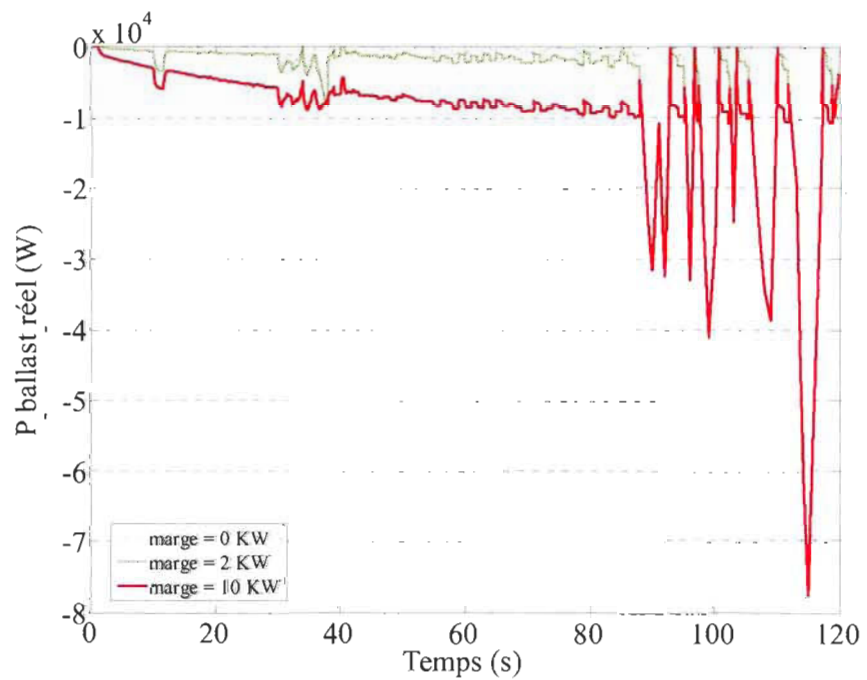


(a) Puissance fournie par le DG

Figure 5-18. Évolution de la puissance de chaque élément de compensation ou de stockage, (condition b-2 : vent variable et charge fixe avec *SOC* variable et *marge* variable)



(b) Puissance fournie ou absorbée par la batterie

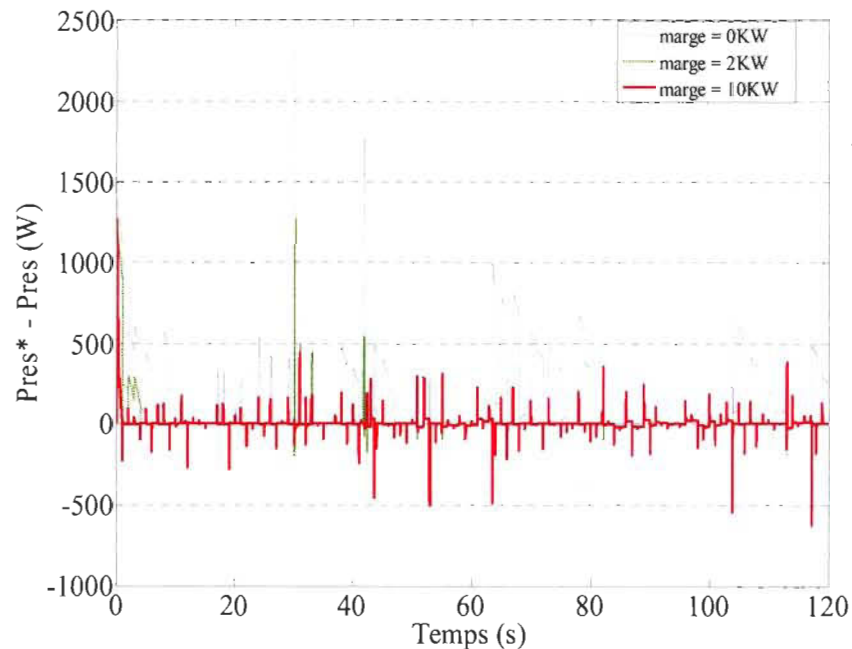


(c) Puissance dissipée par le ballast

Figure 5-18. (suite)

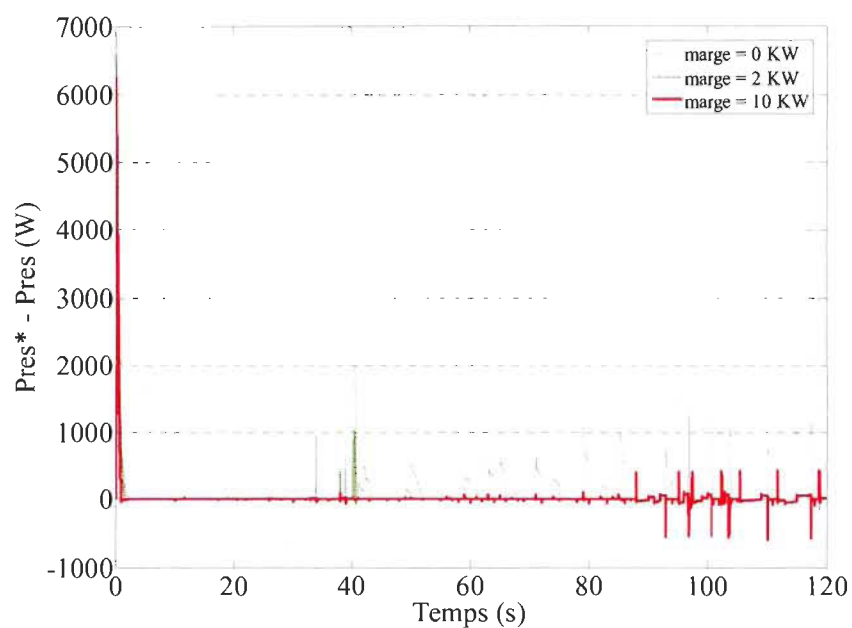
5.2.2.3 Analyse des résultats des conditions b-1 et b-2

Les résultats des simulations dans les conditions b-1 et b-2, montrent l'influence du choix de la marge sur la contribution de chaque élément du système auxiliaire. Pour illustrer la stabilité de la puissance transmise vers le réseau, on a tracé l'erreur entre la puissance transmise vers le réseau P_{res} et la consigne de puissance demandée P_{res}^* (figure 5-19, (a) et (b)). On constate que plus la marge est grande plus la puissance transmise est bonne. Toutefois, le choix de la marge est important, pour ne pas dissiper beaucoup d'énergie dans le ballast.



(a) Écart de puissance entre P_{res} et P_{res}^* (Condition b-1)

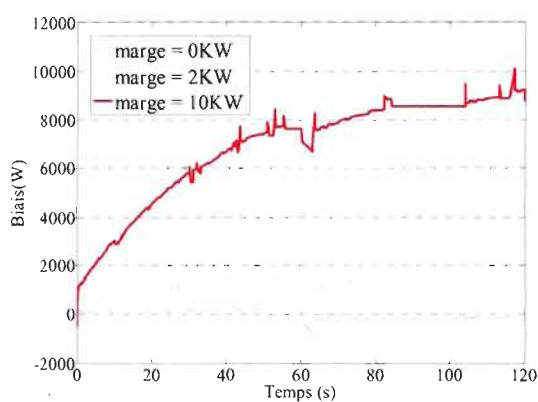
Figure 5-19. Écart entre la puissance demandée et la puissance fournie pour les conditions b-1 et b-2



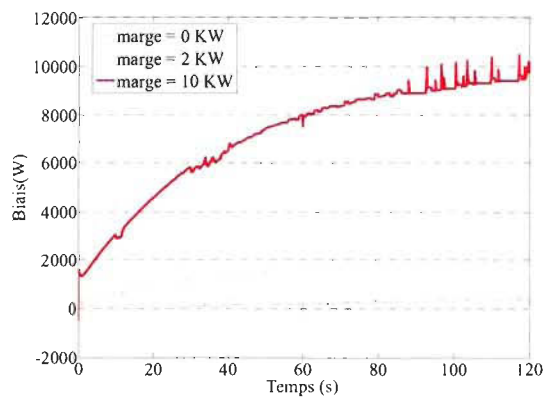
(b) Écart de puissance entre P_{res} et P_{res*} (condition b-2)

Figure 5-19. (suite)

Les figures 5-20, (a) et (b) montrent le biais (*Offsetballast*), généré par le bloc de gestion du ballast dans les conditions (b-1) et (b-2). On constate que le biais varie en fonction de la marge demandée pour maintenir le niveau de marge demandée.



(a) Condition b-1



(b) Condition b-2

Figure 5-20. Biais (*Offsetballast*) du bloc de gestion de ballast pour les conditions b-1 et b-2

5.2.3 SOC constant et marge = 5 kW

Dans ce cas, *SOC* est constant sur la période de la simulation, il prend les valeurs, *low* ou *high*, la variable *marge* dans le bloc de gestion du niveau du ballast est constante et égale à 5 kW.

5.2.3.1 Résultat pour le scénario n°1

La figure 5-21 montre la tension dans le bus continu.

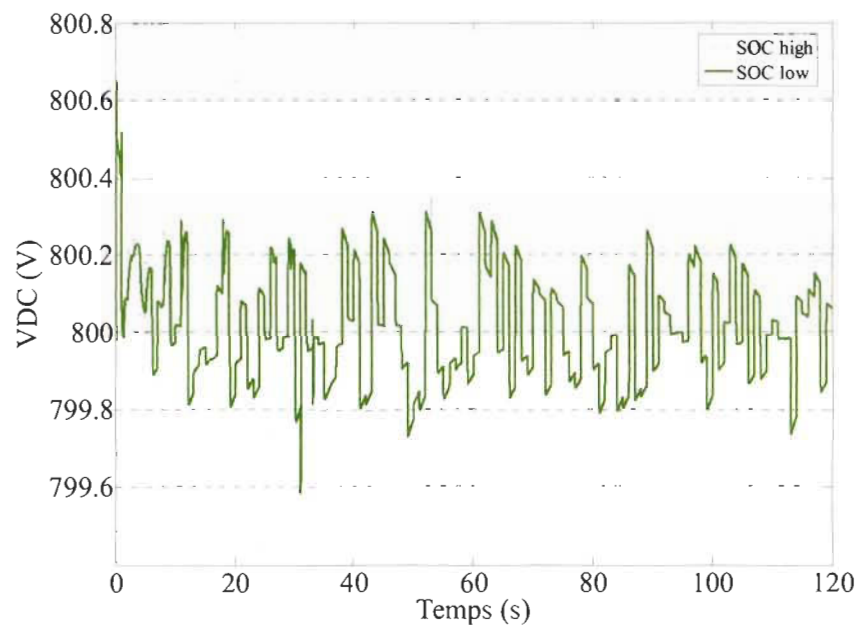
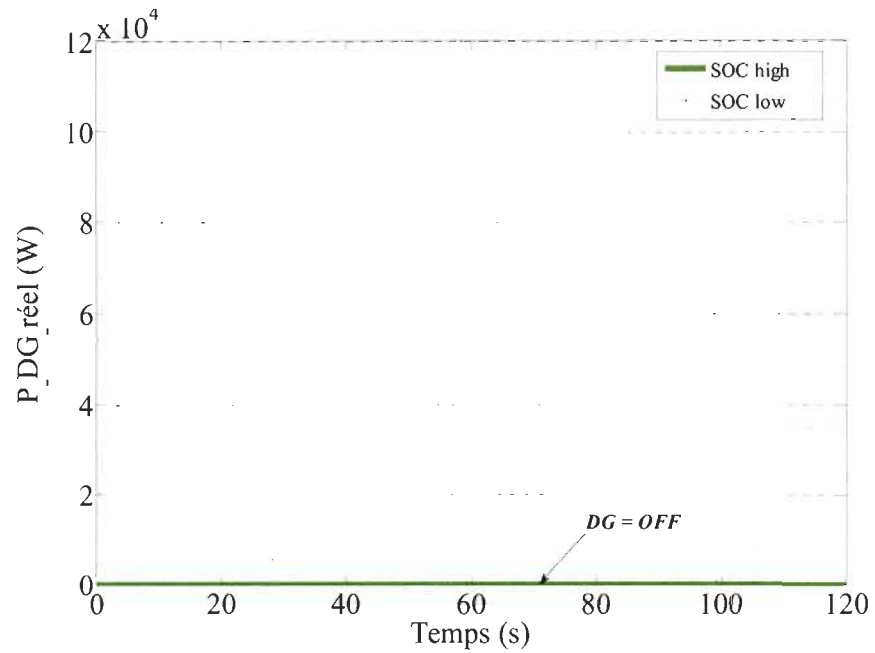
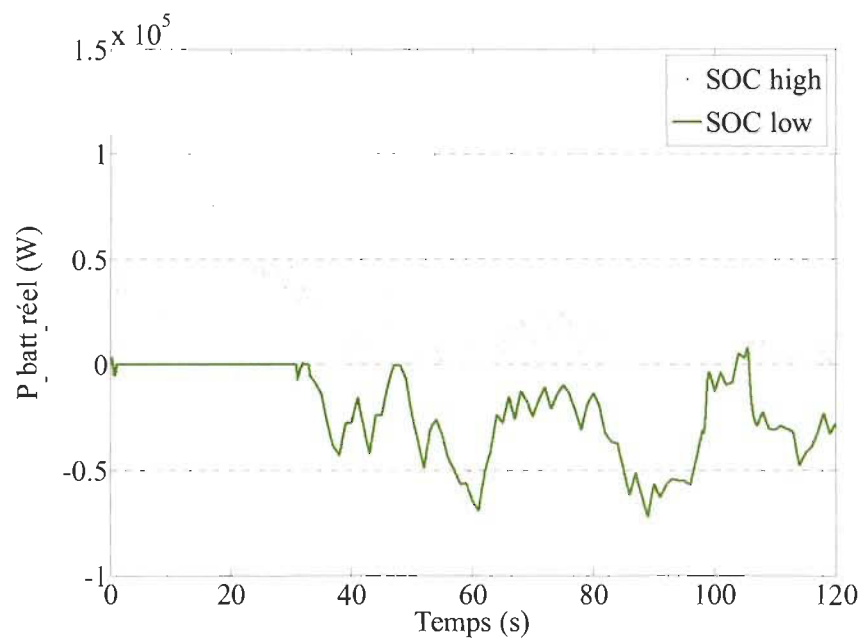


Figure 5-21. Tension dans le bus continu (condition c-1 : vent fixe et charge variable avec *SOC low*, *SOC high* et *marge* = 5 kW)

Les figures 5-22 (a), (b) et (c), montrent l'évolution de la puissance fournie ou absorbée par chaque élément de compensation ou de stockage (condition c-1).

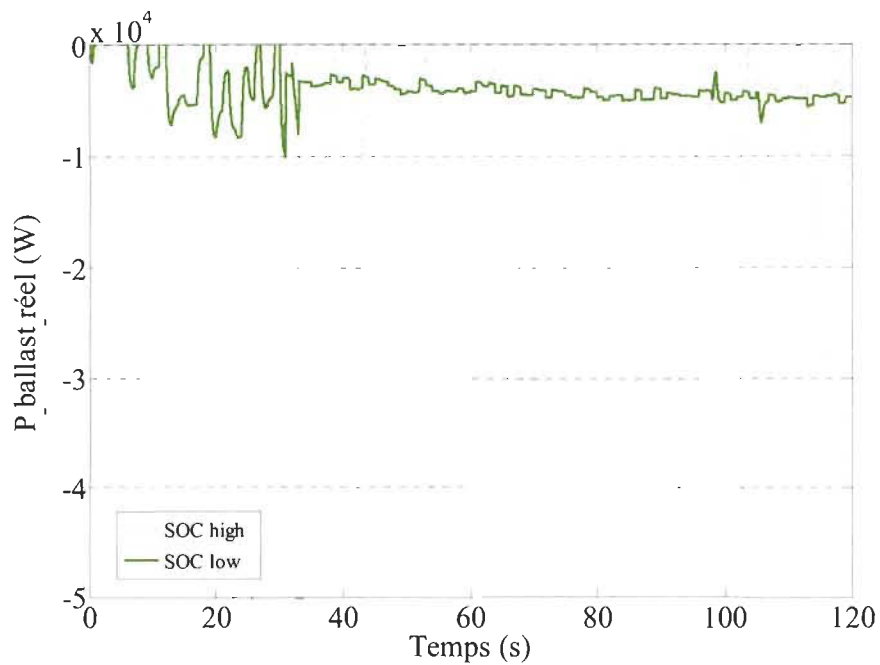


(a) Puissance fournie par le DG



(b) Puissance fournie ou absorbée par la batterie

Figure 5-22. Évolution de la puissance de chaque élément de compensation ou de stockage (condition c-1 : vent fixe et charge variable avec *SOC low*, *SOC high* et *marge* = 5 kW)



(c) Puissance dissipée par le ballast

Figure 5-22. (suite)

5.2.3.2 Résultat pour le scénario n°2

La figure 5-23 montre la tension dans le bus continu.

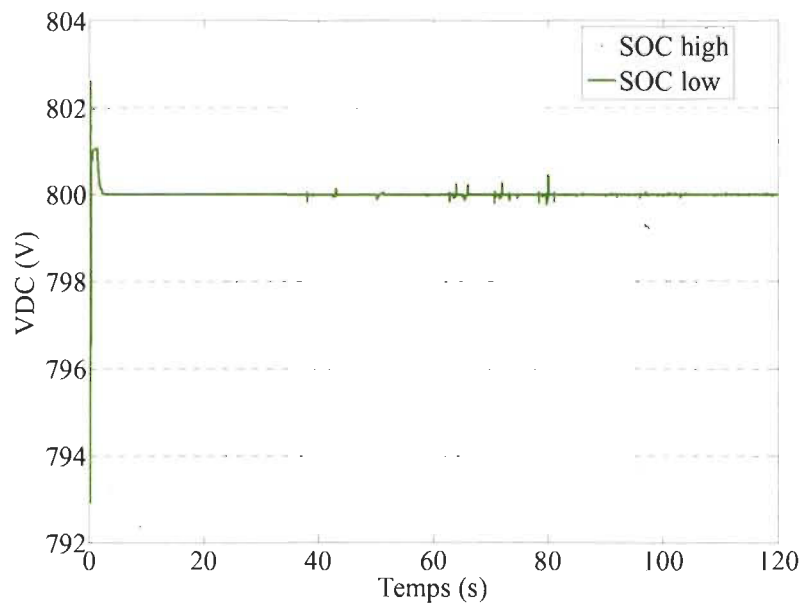
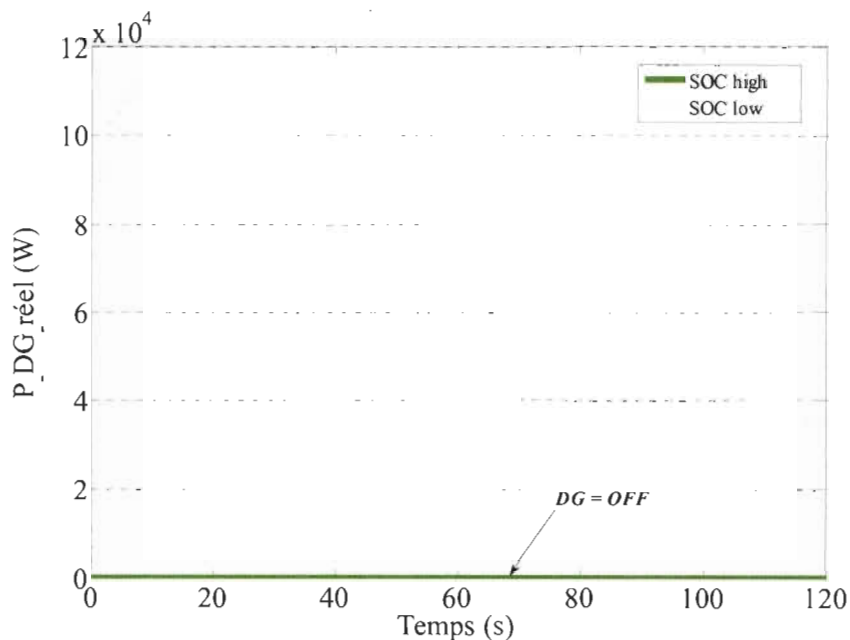
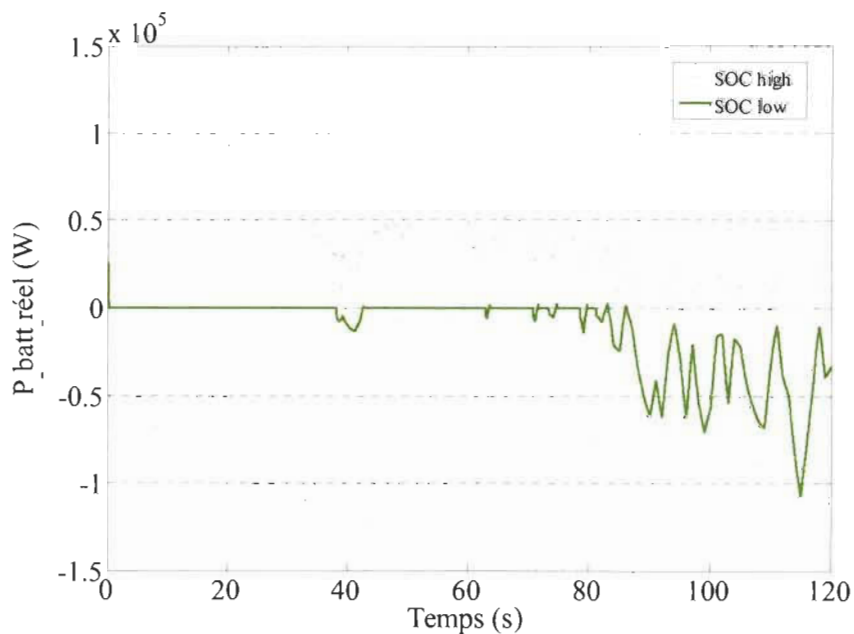


Figure 5-23. Tension dans le bus continu (condition c-2 : vent variable et charge fixe avec SOC low, SOC high et marge = 5 kW)

Les figures 5-24 (a), (b) et (c), montrent l'évolution de la puissance fournie ou absorbée par chaque élément de compensation ou de stockage (condition c-2).

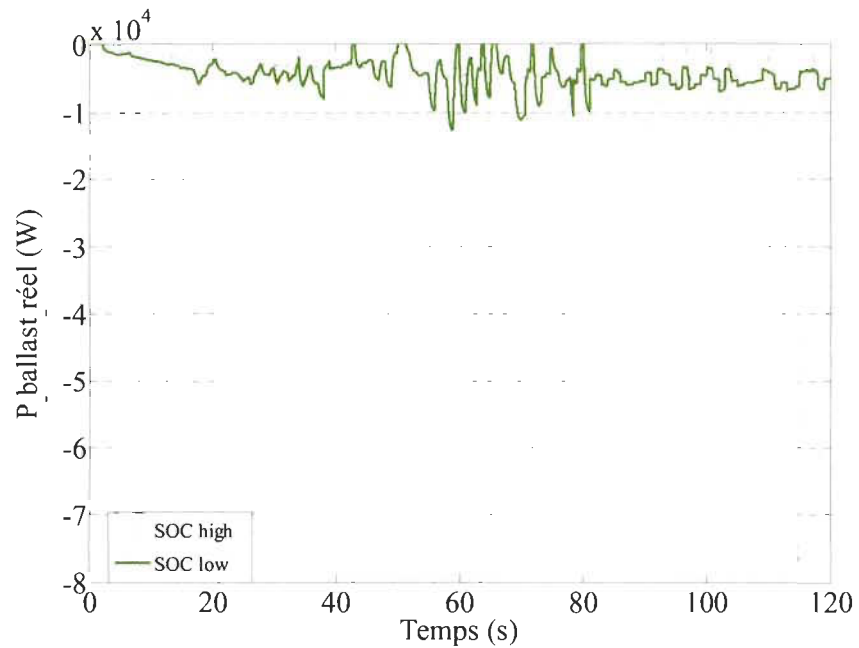


(a) Puissance fournie par le DG



(b) Puissance fournie ou absorbée par la batterie

Figure 5-24. Évolution de la puissance de chaque élément de compensation ou de stockage (condition c-2 : vent variable et charge fixe avec *SOC low*, *SOC high* et *marge* = 5 kW)



(c) Puissance dissipée par le ballast

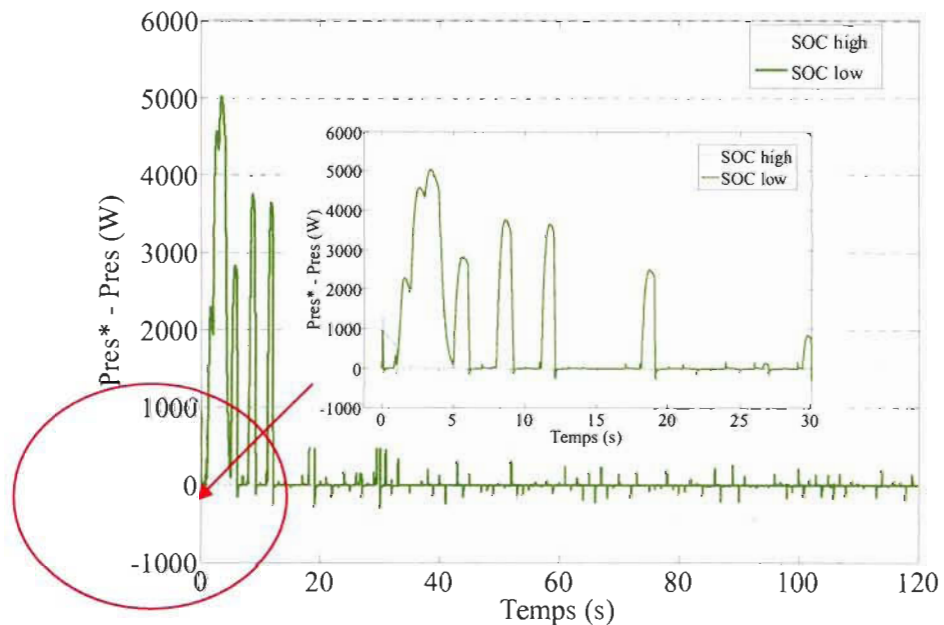
Figure 5-24. (suite)

5.2.3.3 Analyse des conditions c-1 et c-2

Les résultats de simulation dans le cas des combinaisons (c-1) et (c-2) illustrent le rôle de l'état de charge dans la compensation et stockage de puissance. Lorsque le *SOC* est bas (*low*), si on a un déficit de puissance, les batteries sont non opérationnelles, sauf dans le cas où elles sont utilisées comme charge minimale pour le DG, et si on a un surplus de puissance, alors l'excédent de puissance va charger les batteries et se dissiper dans le ballast, (figures 5-22 (c) et 5-24, (c)).

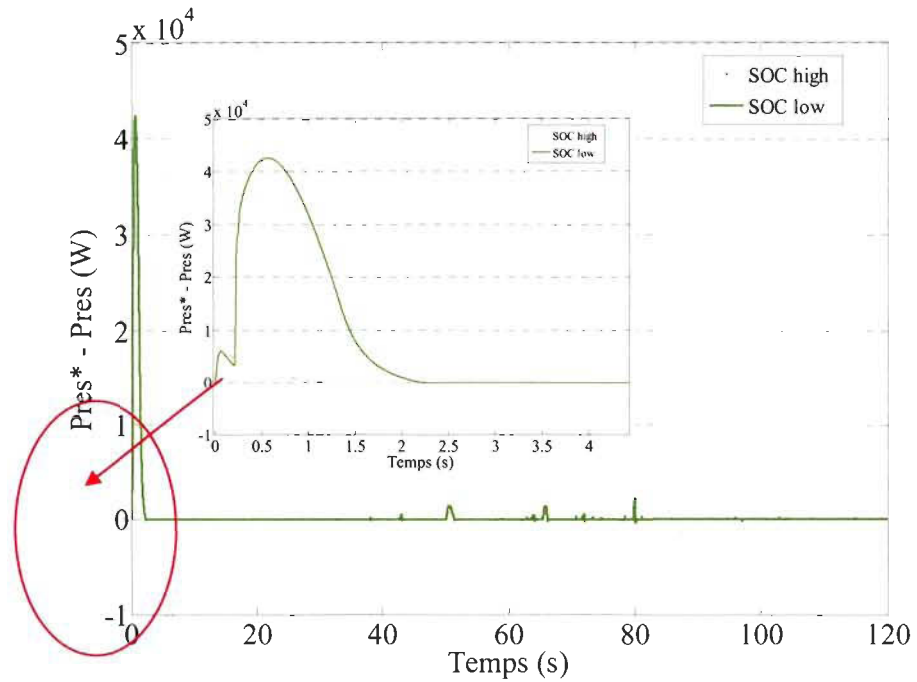
Lorsque le *SOC* est élevé (*high*), si on a un déficit de puissance, ce sont les batteries qui assurent la compensation de puissance, car le DG est OFF (figures 5-22 et 5-24, (a) et (b)). Si on a un surplus de puissance, alors l'excédent de puissance va être dissipé uniquement dans le ballast (figures 5-22 et 5-24, (c)).

Pour illustrer la stabilité de puissance transmise vers le réseau, on a tracé l'erreur entre la puissance transmise vers le réseau P_{res} et la consigne de puissance demandée P_{res}^* (figures 5-25 (a) et (b)). Avec un agrandissement des courbes sur l'intervalle $[0 \text{ s} - 30 \text{ s}]$ dans la conditions (c-1) et $[0 \text{ s} - 2 \text{ s}]$ dans la condition (c-2), on constate que la puissance transmise est moins fluctuante avec un SOC élevé qu'avec un SOC faible car la batterie peut alors répondre à l'appel initial de puissance. Après cet intervalle, la qualité de puissance se stabilise dans les deux cas.



(a) Écart de puissance entre P_{res} et P_{res}^* (condition c-1)

Figure 5-25. Écart entre la puissance demandée et la puissance fournie pour les conditions c-1 et c-2



(b) Écart de puissance entre $Pres^*$ et $Pres$ (condition c-2)

Figure 5-25. (suite)

Les figures 5-26, (a) et (b) montrent le biais ($Offset_{ballast}$) généré par le bloc de gestion du ballast dans les conditions (c-1) et c-2). On constate que le biais varie en fonction de la marge demandée pour maintenir le niveau de marge demandée.

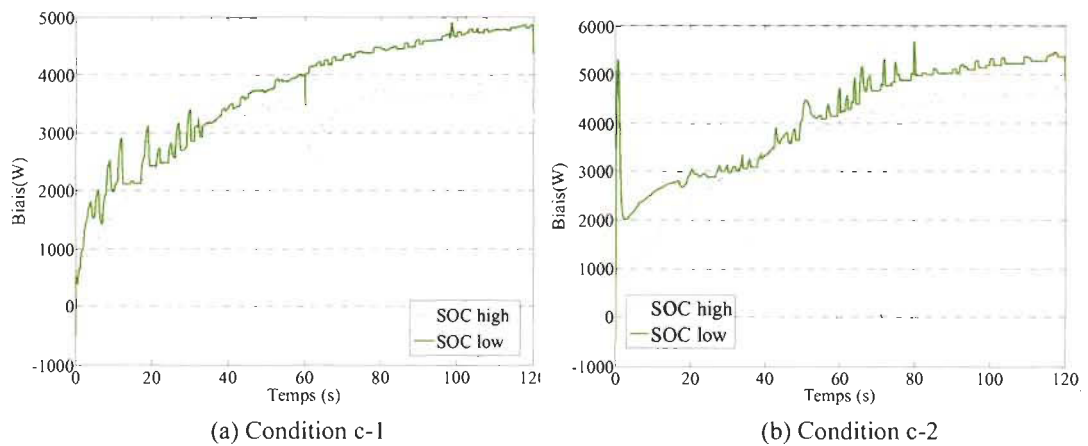


Figure 5-26. Biais généré par le bloc de gestion du ballast, $Offset_{ballast}$, pour les conditions c-1 et c-2

5.3 Conclusion

Selon les résultats des simulations présentés précédemment, nous pouvons ressortir les principaux éléments critiques dans notre stratégie, soit, la participation des éléments de compensation et de stockage, la tension du bus continu, l'état de charge des batteries, et l'influence de la marge et du bloc de gestion du niveau de ballast sur la qualité de puissance transmise.

Les différentes conditions précédentes, permettent d'illustrer la participation de chacun des éléments à absorber ou fournir de l'énergie. On peut constater les différentes situations de fonctionnement du système, soit avec un DG seul, des batteries seules, ou DG et batteries ensemble. Le ballast, quand à lui, est toujours sollicité pour garder la marge de puissance demandée, évacuer l'excédent d'énergie et compenser les fluctuations très rapides dans le système

En ce qui concerne la tension du bus continu, elle n'est pas affectée par la stratégie de gestion. Cela s'explique par le fait que le modèle de l'onduleur utilisé comprend un contrôleur de la tension du bus continu, qui par sa rapidité sacrifie la qualité de la puissance transmise vers le réseau ou la charge. Le dilemme qui se pose c'est l'efficacité énergétique et la stabilité de l'alimentation électrique contre le contrôle du bus continu. Pour palier aux problèmes décrits précédemment, nous pouvons sacrifier un peu le contrôle du bus continu, pour permettre une puissance transmise plus stable.

En ce qui concerne la marge dans le bloc de gestion du ballast, on peut remarquer que plus elle est importante plus la puissance transmise vers le réseau est propre, néanmoins le choix de la marge est critique pour ne pas trop dissiper dans le ballast. On peut dire que la marge peut nous assurer une qualité d'énergie à long terme.

Pour l'état de charge, on remarque que lorsque les batteries sont à bas niveau d'état de charge, les transitoires sont plus importantes dans des conditions de déficit, ensuite elles se ramènent à l'état stable. Ce ci s'explique par le fait qu'il n'y a que le ballast et le DG pour répondre aux besoins de la stratégie (ballast rapide, DG lent). Avec un état de charge élevé, on rencontrerait la même situation dans des conditions de surplus.

Au vu des résultats de simulation, nous pouvons conclure que la stratégie de gestion présentée ici permet de bien satisfaire les demandes énergétiques de la chaîne de conversion éolienne et de valider les lois de commande utilisées.

Chapitre 6 - Conclusion et perspectives

Nous avons dans le cadre de ce travail, établi des lois de commande en puissance permettant de gérer les échanges énergétiques dans le système hybride éolien/diesel/batteries présenté dans ce travail.

L'algorithme de commande développé pour gérer les échanges énergétiques entre les éléments du système auxiliaire, constitué d'un groupe électrogène diesel, des batteries, un ballast et un bus continu, permet dans un premier temps la répartition des puissances suivant un ordre hiérarchique des constantes de temps pour donner les consignes initiales du système auxiliaire, ensuite d'établir des critères de décision pour les consignes finales via un superviseur Stateflow. Ce dernier considère, dans sa logique, la dynamique des modèles, l'état de charge des batteries et les contraintes sur la durée de fonctionnement du générateur diesel.

La stratégie de commande vise à déterminer les puissances de référence de chacun des éléments du système afin d'assurer un bon fonctionnement de l'ensemble, et de garantir une bonne gestion de l'énergie stockée dans la batterie, une prise en compte du temps de fonctionnement du DG (une minimisation de la consommation du DG en carburant), et la compensation des fluctuations à très court terme.

Les simulations sont vérifiées suivant des profils de charge et de vent spécifiques. Les résultats de simulation sont prometteurs, ils montrent que le système peut suivre la demande de puissance tout en contrôlant les éléments critiques.

L'ensemble de ces travaux peut être poursuivi et complété par des perspectives pouvant contribuer à l'amélioration de la gestion de la chaîne de conversion éolienne. La stratégie de commande qui a été présentée dans cette étude peut donc être développée davantage. Une solution consiste à travailler dans le domaine fréquentiel. Cette technique est issue premièrement de la structure de base de répartition de puissances (figure 2-11) du chapitre 2. L'analyse fréquentielle consiste d'une part à transformer le signal de puissance éolienne en un spectre de puissance, ensuite le répartir en plages de fonctionnement pour chaque élément du système. Elle permet également une identification précise des consignes de puissance. Les filtres donnent une information partielle pour la répartition de puissance entre les éléments. La caractérisation à l'aide du spectre de puissance permettrait d'obtenir une valeur numérique qui permettrait de faire la répartition.

Dans la figure 6-1, on peut alors remplacer les filtres par le calcul du spectre de puissance sur différentes plages de fréquences et la saturation par élément ou la répartition en fonction du SOC se ferait à partir d'une valeur numérique obtenue à partir du spectre (puissance efficace totale par exemple). Après chaque élément de saturation, il faut calculer le spectre inverse pour déterminer la consigne de chacun des éléments. Il faudra aussi considérer la polarité des signaux.

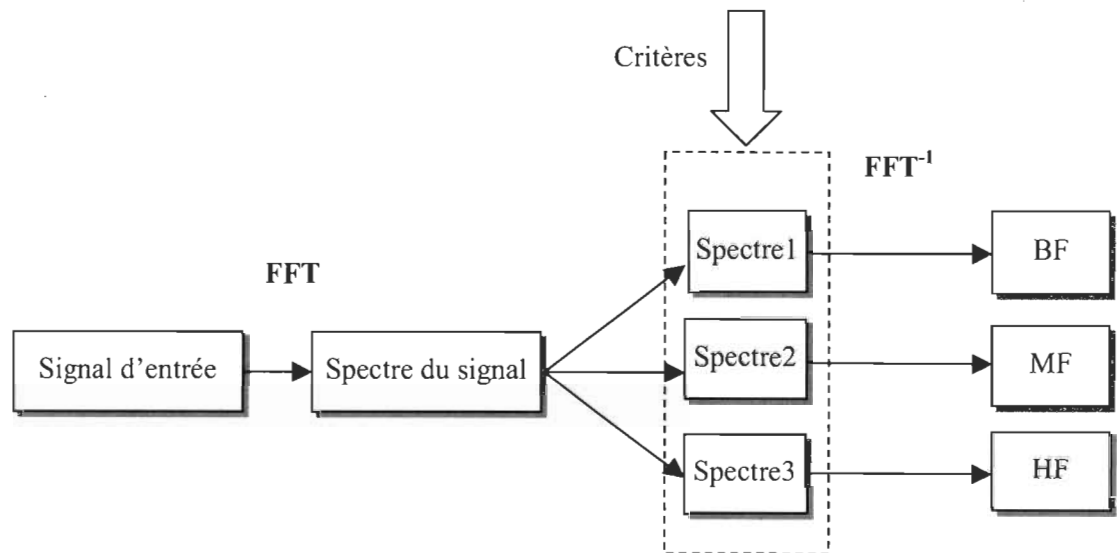


Figure 6-1. Analyse spectrale de la répartition de puissances

Chapitre 7 - Bibliographie

- [1]. Giuseppe Saccomando, J. S., et Ambra Sannino, "Improving Voltage Disturbance Rejection for Variable-Speed Wind Turbines." *IEEE Transactions on energy conversion*, Volume 17, Issue 3, Page(s) : 422 – 428, Sept. 2002.
- [2]. J. T. Bialasiewicz, E. Muljadi, S. Drouilhet, G. Nix "Modular Simulation of a Hybrid Power System with Diesel and Wind Turbine Generation" Windpower, Bakersfield, CA April 27-May 1, 1998.
- [3]. R. W. Wies et A. N. Agrawal, "Integration of Wind-Turbine Generators (WTGs) into Hybrid Distributed Generation Systems in Extreme Northern Climates," Proceedings of the 2003 International Yukon Wind Energy Conference: Cold Climate Opportunities, 2003.
- [4]. "Association canadienne de l'énergie éolienne", <http://www.smallwindenergy.ca>
- [5]. R. Cardenas, R. Pena, G. Asher, J. Clare, "Control strategies for enhanced power smoothing in wind energy systems using a flywheel driven by a vector-controlled induction machine", *IEEE Transactions on industry electronics*, Volume 48, Page(s) : 625-635, 2001.
- [6]. J.T. Pinho, L.C.M. Blasques, M.A.B. Galhardo, et S.B. do Vale "Operation strategies of wind-diesel systems for electricity generation using intelligent systems", Proceeding. Global Wind Power. Chigago, EUA, 2004a.
- [7]. T. Senjyu, T. Nakaji, K. Uezato, T. Funabashi, "A Hybrid Power System Using Alternative Energy Facilities in Isolated Island", *IEEE Transactions on energy Conversion*, Volume 20, Issue 2, Page(s): 406 – 414, June 2005.
- [8]. L. Leclercq, "Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes", thèse de doctorat, École centrale de Lille.
- [9]. L. Leclercq, B. Robyns, et J.M. Grave, "Control based on fuzzy logic of a flywheel energy storage system associated with wind and diesel generators", IMACS. Published by Elsevier B.V, 2003.
- [10]. L. Leclercq, C. Saudemont, B. Robyns, G. Cimuca, et Micea M. Radulescu, "Flywheel energy storage system to improve the integration of wind generators into a network", Mediamira Science Publisher. 2003.

- [11]. Commande d'électro-mécanismes et systèmes couplés (CEMASYC) «Représentation Énergétique Macroscopique (R.E.M.)», Laboratoire d'Électrotechnique et d'Électronique de Puissance de Lille.
- [12]. X. Guillard, "Formalismes Graphiques de Modélisation et de Commande de Systèmes électromécaniques" École d'été, "Commande d'un système Éolien", mai 2004.
- [13]. A. Bouscayrol, P. Delarue, X. Guillaud, "Power strategies for Maximum Control Structure of a wind energy conversion system with a synchronous machine", *Renewable Energy*, Volume 30, Page(s): 2273–2288, 2005.
- [14]. P. Lautier, J. Dery, A. houasnia. "Intégration stratégique des nouvelles technologies pour un système d'énergie éolienne adapté aux régions isolées – revue d'un concept", Colloque : énergie éolienne et sites éloignés, octobre 2005.
- [15]. S. Ruin, O. Carlson. "Wind-hybrid systems with variable speed and DC-link". Wind Power for the 21 Century, Kassel, Germany, 25-27, September 2000.
- [16]. www.envitech.com
- [17]. R. W. Wies and A. N. Agrawal, "Modeling and Optimization of Hybrid Electric Power Systems for Remote Locations in Extreme Climates" Proceedings of the 2003 IASTED International Conference on Power and Energy Systems, paper 379-190, Page(s) : 241-246, 2003.
- [18]. Andrew G. Tomilson, "Frequency and Voltage Control of a High-Penetration, No-Storage Wind-Diesel System", thesis, Faculty of Engineering & Applied Science Memorial University of Newfoundland, July 1998.
- [19]. J.T. Bialasiewicz, E. Muljadi, S. Drouilhet, G. Nix, "Hybrid Power Systems with Diesel and Wind Turbine Generation". Proceedings of the 1998 American Control Conference, Philadelphia, Pennsylvania. American Automatic Control Council, Volume. 3, Page(s): 1705-1709; NREL Report No. 24235, June 1998.
- [20]. F. Bonanno, A. Consoli, S. Lombardo, A. Raciti, "A Logistical Model for Performance Evaluations of Hybrid Generation Systems", IEEE Transactions on industry applications, Volume: 34, Issue: 6, page(s): 1397-1403, Nov/Dec 1998.
- [21]. M.A. Elhadidy and S.M. Shaahid, "Decentralized/stand-alone hybrid Wind–Diesel power systems to meet residential loads of hot coastal regions", *Energy Conversion and Management*, Volume 46, Page (s): 2501–2513, 2005.
- [22]. Drouilhet, S. M., "Power Flow Management in a High Penetration Wind-Diesel Hybrid Power System with Short-Term Energy Storage", NREL/CP-500-26827, 1999 Jul 29.

- [23]. C.C. Fung, V. Iyer, et C. Maynard, "Short-term Generation Scheduling of a Remote Area Hybrid Energy System using Computational Intelligence Techniques" *Power Electronic Drives and Energy Systems for Industrial Growth 1998*. Volume 1, 1-3 Page(s): 365 – 370, Dec. 1998.
- [24]. M. El Mokadem, C. Nichita, B. Dakyo, et W. Koczara, "Modeling of isolated wind diesel system with a maximum wind power transfer control structure", *EPE-PEMC'04*, CD-ROM, ID A13179, 2-4, Riga, Latvia, Septembre, 2004.
- [25]. V. Gevorgian, D. A. Corbus, S. Drouilhet, R. Holz, et K. E. Thomas, " Modeling, Testing and Economic Analysis of a Wind-Electric Battery Charging Station", *NREL, Windpower 98*, Bakersfield, CA, April 27-May 1, 1998.
- [26]. O. Gergaud, "Modélisation énergétique et optimisation économique d'un système de production éolien et photovoltaïque couplé au réseau et associé à un accumulateur", *Thèse de l'ENS de Cachan*, 9 décembre 2002.
- [27]. *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, IEEE, July 2003.

Annexe A – Norme d'interconnexion au réseau

La norme IEEE-1547

La norme IEEE-1547 [27] est celle adoptée dans notre système dans le cas d'une interconnexion au réseau. C'est la première norme développée pour les systèmes à piles à combustible, les générateurs dispersés, les systèmes photovoltaïques, et les systèmes de stockage, au sujet de l'interconnexion au réseau.

Cette norme fournit les impératifs techniques fonctionnels minimum qui sont universellement nécessaires pour aider à assurer une interconnexion techniquement saine.

Cependant, pour se connecter sans risque sur le réseau électrique, ces sources décentralisées ont besoin de protection contre un certain nombre de conditions de fonctionnement. Les principaux points sont regroupés ci-dessous :

- la baisse de tension/surtension ;
- tolérance de fréquence : l'exploitation normale continue $\pm 5 \%$;
- tolérance de tension : l'exploitation normale continue entre $+10 \%$ et -10% de la tension nominale au point d'interconnexion (côté haute tension du transformateur) ;
- la génération d'harmoniques et l'injection de courant continu sur le réseau ;
- maintien d'alimentation en creux de tension.

Annexe B – Modèles constituant la chaîne de conversion éolienne

Cette annexe présente les principaux modèles utilisés dans la réalisation du système hybride utilisé dans le cadre de ce travail. Les modèles sont moyennés et ont été développés au sein de l'entreprise Envitech [14].

B.1 Modèle du point de maximum de puissance

Le modèle suivant utilise un programme sous Matlab qui permet d'obtenir la vitesse de rotation requise pour extraire le maximum de puissance pour une vitesse de vent et une température ambiante donnée.

Les entrées de ce modèle sont la vitesse de vent en m/s, la température en degré Celsius. Les sorties utilisées sont la vitesse de rotation en rpm.

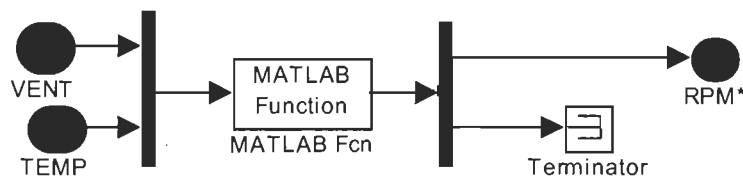


Figure B.1. Modèle Tri-linéaire

B.2 Modèle dynamique de l'éolienne

C'est le modèle de comportement de l'éolienne avec comme entrées la vitesse de consigne de rotation de l'arbre (RPM*), la température (TEMP) et la vitesse de vent (VENT), et comme sorties, la puissance et le couple. Il intègre le modèle (MRA) équivalent de la dynamique de l'éolienne (constante de temps équivalente de la boucle de commande de vitesse).

réglage du bus continu est donc réalisé par une boucle externe de régulation et par réglage des puissances transitées. La figure B.3 présente le modèle associé.

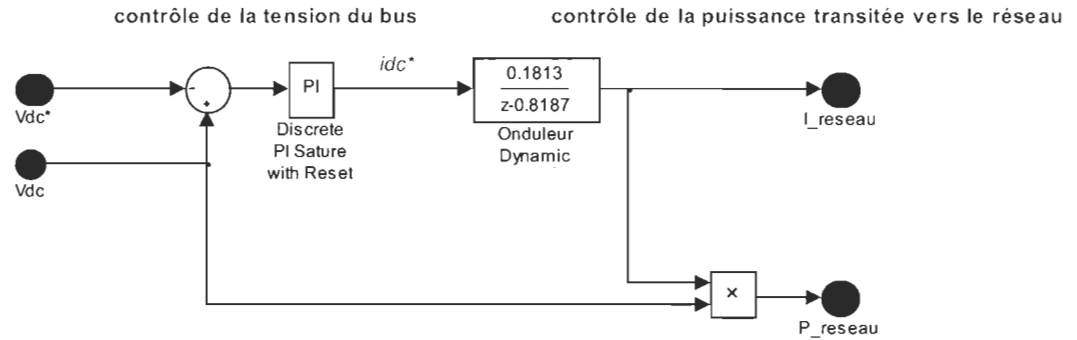


Figure B.3. Modèle de l'onduleur

B.4 Modèle de la résistance de freinage

Pour limiter la tension du bus continu, on se sert d'une résistance de freinage qui a pour rôle de charger le bus continu si jamais la tension dépasse les consignes limites de réglage fixées par l'utilisateur (figure B.4).

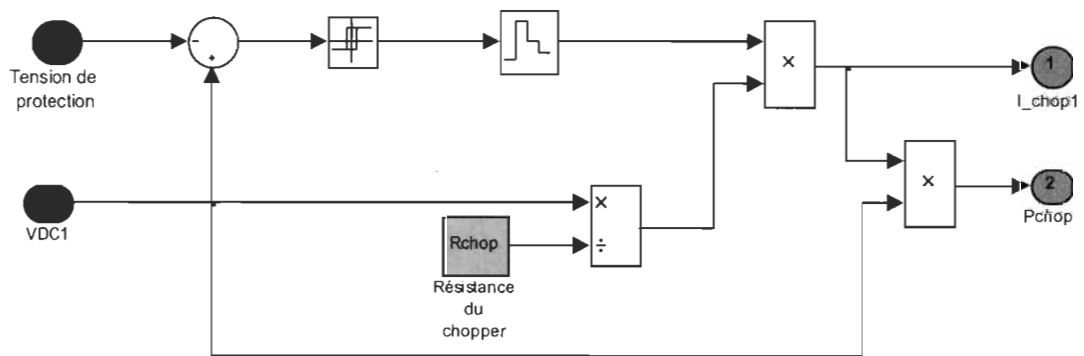


Figure B.4. Modèle du hacheur

B.5 Modèle du bus continu

Le bus continu est modélisé par la connaissance de la tension aux bornes du condensateur obtenue en intégrant l'équation différentielle :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} (I_{eol} + I_{batt} + I_{DG} + I_{ballast} - I_{chop} - I_{reseau}) \quad (B.3)$$

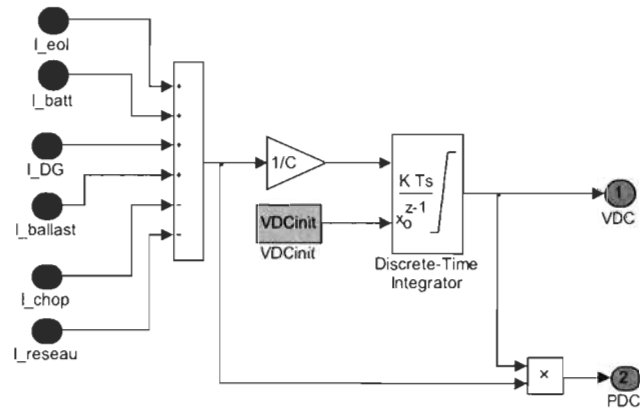


Figure B.5. Modèle du bus continu